РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА

Электронный аналог печатного издания,
утвержденного 16.12.09

ПРАВИЛА

ПО НЕФТЕГАЗОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ МОРСКИХ ПЛАВУЧИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ, ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ

НД No 2-090601-001

Санкт-Петербург
2009

gost.e-ecolog.ru

Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ утверждены в соответствии с действующим положением и вступают в силу с момента опубликования.

Правила разработаны на основании результатов НИР РС-4/2007 с учетом законодательных актов Российской Федерации, нормативно-правовых и нормативно-технических документов надзорных федеральных органов исполнительной власти, а также с учетом требований ведущих иностранных классификационных обществ, применяемых в международной практике стандартов и стандартов ИСО.

Техническое наблюдение Регистра на соответствие данным Правилам проводится на добровольной основе и не освобождает организации (предприятия) от обязанности выполнения требований национальных надзорных органов.

Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ получили положительное заключение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (письмо № 11-10/5549 от 25.12.2007).

ISBN 978-5-89331-093-1

© Российский морской регистр судоходства, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

ЧАСТЬ I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ НАБЛЮДЕНИЮ

1 Определения и сокращения 6
1.1 Определения 6
1.2 Сокращения 7
2 Область распространения 8
2.1 Общие положения 8
2.2 Требования национальных надзорных органов 8
3 Общие требования по техническому наблюдению 9
3.1 Общие положения 9
3.2 Услуги, оказываемые при техническом наблюдении 9
4 Заявки и договоры о техническом наблюдении 10
5 Техническая документация 10
5.1 Общие требования 10
5.2 Техническая документация нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП 11
6 Классификация и словесная характеристика в символе класса ПНК/ПБУ/МСП 11
7 Номенклатура объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием 12
8 Техническое наблюдение при изготовлении материалов и изделий на предприятиях 17
8.1 Общие положения 17
8.2 Одобрение типовых материалов, изделий и технологических процессов 18
8.3 Признание предприятий-изготовителей . . 18
8.4 Признание лабораторий 19
9 Техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием при постройке ПНК/ПБУ/МСП 19
9.1 Общие положения 19
9.2 Требования к испытаниям 20
9.3 Документы, оформляемые по результатам технического наблюдения 21
10 Техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием в эксплуатации 21
10.1 Общие положения 21
10.2 Виды и периодичность освидетельствований . 21
11 Общие требования к проектированию нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП 30

ЧАСТЬ II. СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ

1 Общие положения 32
1.1 Область распространения 32
1.2 Общие требования 32
1.3 Условия окружающей среды 33
1.4 Требования к размещению оборудования . 33
2 Требования к оборудованию и системам бурового комплекса 34
2.1 Буровая вышка и ее оборудование 34
2.2 Подвышечное основание 35
2.3 Система управления процессом бурения . . 35
2.4 Оборудование для спуско-подъемных операций 37
2.5 Системы натяжения колонн (райзеров) и компенсации перемещений 37
2.6 Механизмы для вращения колонны бурильных труб 38
2.7 Система приема, хранения и подачи сыпучих материалов 38
2.8 Система бурового раствора 39
2.9 Циркуляционная система 40
2.10 Оборудование и системы контроля скважины 40
2.11 Буровые райзеры 43
2.12 Оборудование и системы манипулирования трубами 44
2.13 Вспомогательное оборудование и системы 44

ЧАСТЬ III. СИСТЕМЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ, СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ОТГРУЗКИ ПРОДУКЦИИ

1 Общие положения 48
1.1 Область распространения 48
1.2 Общие требования 48
1.3 Требования к размещению оборудования . 48
2 Требования к системам комплекса добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции 50
2.1 Система сбора скважинной продукции . . 50
2.2 Система контроля и управления добычными скважинами 51
2.3 Система добычных райзеров 51
2.4 Система подготовки продукции скважин . 51

2.5 Факельная система и система отвода газов 53
2.6 Системы сброса давления и отвода газов в атмосферу 55
2.7 Система сбора, подготовки и утилизации отходов производства, в том числе и попутно добываемых вод 55
2.8 Система осушки газа. 57
2.9 Система компримирования газа 58
2.10 Системы нагнетания воды, газа и система газлифта 59
2.11 Система хранения продукции 59
2.12 Система отгрузки продукции. 59
2.13 Система технологического нагрева и охлаждения 59

ЧАСТЬ IV. МЕХАНИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И МЕХАНИЗМЫ

1 Общие положения. 61
1.1 Область распространения 61
1.2 Объем технического наблюдения. 61
2 Требования к механическим установкам и механизмам 61
2.1 Общие требования 61
2.2 Перекачивающие агрегаты 61
2.3 Буровые лебедки 62
2.4 Буровой ротор 62
2.5 Силовой верхний привод. 63

ЧАСТЬ V. СИСТЕМЫ И ТРУБОПРОВОДЫ

1 Общие положения. 64
1.1 Область распространения 64
1.2 Объем технического наблюдения. 64
1.3 Защита и изоляция трубопроводов 64
2 Общие требования к системам и трубопроводам 65
2.1 Требования к проектированию трубопроводных систем 65
2.2 Металлические трубопроводы 66
2.3 Механические, гибкие соединения, компенсаторы и шланги 67
2.4 Арматура. 68
2.5 Прокладка трубопроводов 69
2.6 Освидетельствование систем трубопроводов при постройке ПНК/ПБУ/МСП. 69
2.7 Освидетельствование систем трубопроводов ПНК/ПБУ/МСП в эксплуатации 69
3 Требования к системам и трубопроводам специального назначения. 72
3.1 Система сбора скважинной продукции . . 72
3.2 Системы подготовки продукции 72
3.3 Система отвода газов 72
3.4 Системы отгрузки продукции 72

ЧАСТЬ VI. ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА

1 Общие положения 74
1.1 Область распространения 74
1.2 Общие требования. 74
2 Требования к грузовым кранам специального назначения 74
3 Требования к грузоподъемным механизмам специального назначения . 75
3.1 Талевые блоки. 75
3.2 Крюкоблок и вертлюг 76

ЧАСТЬ VII. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

1 Область распространения 77
2 Общие положения 77
3 Общие требования к теплообменным аппаратам и сосудам под давлением. . . 78
3.1 Материалы 78
3.2 Освидетельствование теплообменных аппаратов и сосудов под давлением при их изготовлении 79
3.3 Освидетельствование теплообменных аппаратов и сосудов под давлением при постройке ПНК/ПБУ/МСП 80
3.4 Освидетельствование теплообменных аппаратов и сосудов под давлением ПНК/ПБУ/МСП в эксплуатации 80

ЧАСТЬ VIII. МАТЕРИАЛЫ И СВАРКА

1 Общие положения 81
1.1 Область распространения 81
1.2 Общие требования. 81
2 Требования к материалам и сварке для нефтегазового оборудования 82
2.1 Требования к материалам, контактирующим с коррозионно-агрессивными средами . . . 82
2.2 Требования к контролю материалов и изделий 82
2.3 Требования к материалам систем трубопроводов. 82
2.4 Требования к материалам теплообменных аппаратов и сосудов под давлением 83

ЧАСТЬ IX. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

1 Электрическое оборудование 84
1.1 Общие положения 84
1.2 Классификация взрывоопасных зон . . . 84
1.3 Взрывоопасные зоны ПНК/ПБУ/МСП . . 84
1.4 Классификация взрывозащищенного оборудования 86
1.5 Расположение механизмов и электрооборудования в производственных помещениях 87
2 Автоматизация 88
2.1 Общие положения 88
2.2 Объем технического наблюдения 88
2.3 Технические средства контроля и управления. 88
2.4 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации 89
2.5 Автоматическая система контроля, управления и аварийной защиты оборудования бурового и технологических комплексов (АСУ ТП и ПАЗ) 90
2.6 Частичные отключения технологических процессов 90
2.7 Полное отключение технологического оборудования и всех производственных процессов 91
2.8 Посты управления 91
2.9 Центральный пост управления 92
2.10 Главный пост управления 92
2.11 Кабина бурильщика 92
2.12 Офис бурового мастера 92
2.13 Станция геолого-технологического контроля 93
2.14 Автоматические установки пожаротушения 93
2.15 Вертолетный командный пункт. 94
2.16 Местные посты управления 94
2.17 Контроль и управление техническими средствами комплекса обеспечения взрывопожаробезопасности 94
2.18 Аварийное отключение вентиляции . . . 95
2.19 Аварийное отключение топливных и масляных насосов 95
2.20 Аварийное отключение сварочного оборудования 95
2.21 Системы автоматизации бурового и технологического комплексов 96

ЧАСТЬ X. ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ

1 Определения и сокращения 98
1.1 Определения 98
1.2 Сокращения 98
2 Анализ и оценка рисков 99
2.1 Общие положения 99
2.2 Анализ риска аварийных ситуаций 99
2.3 Критерии достаточной безопасности. . . 100
2.4 Идентификация опасностей для всех ПНК/ПБУ/МСП, оборудованных для бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и отгрузки пластовой продукции 104
2.5 Специфические аварийные ситуации . . 105
2.6 Методы анализа рисков 105
2.7 Методы количественных оценок рисков (КОР) 107
2.8 Оценка индивидуальных и социальных рисков. 108
2.9 Методы экспертных оценок 109
3 Выбор варианта контроля и управления рисками при внешних воздействиях. . 110
3.1 Общие положения. 110
3.2 Эшелонирование зон безопасности вокруг ПНК/ПБУ/МСП 110
3.3 Анализ потенциальных аварийных ситуаций при открытом фонтанировании скважин и выбросах. 111
3.4 Статистические данные по фонтанированию скважин и выбросам. 112
3.5 Анализ потенциальных аварийных ситуаций при пожарах во время эксплуатации технологического оборудования 113
3.6 Статистические данные по утечкам пластовой продукции 116
3.7 Количественная оценка риска пожара в парогазовой фазе 120
4 Управление рисками 121
4.1 Выбор вариантов контроля и управления рисками 121
4.2 Рекомендации по снижению рисков выбросов и пожаров. 121
4.3 Рекомендации для принятия решений по снижению риска аварии 122
4.4 Принцип практически осуществимого низкого уровня риска 123
5 Обоснование и оценка эффективности решений по снижению уровней риска. 124
6 Требования к оформлению результатов оценки безопасности 125
Приложение 1 126
Приложение 2 128
Приложение 3 129

ЧАСТЬ I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ НАБЛЮДЕНИЮ

1 ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Термины, определения и пояснения, относящиеся к общей терминологии, применяемой в нормативных документах Российского морского регистра судоходства (далее — Регистр), приведены в части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

При использовании настоящих Правил по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ (далее — Правила) применяются определения, указанные в 1.2 части I «Классификация» Правил классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ (далее — Правила ПБУ/МСП), в 1.2 части I «Классификация» Правил классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов (далее — Правила ПНК), а также следующие определения и сокращения (если иное не оговорено специально в отдельных частях Правил).

1.1 ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1.1 Бурильный инструмент (drilling instrument) — бурильная колонна, состоящая из бурильных и утяжеленных бурильных труб и элементов ее оснастки, компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и породоразрушающий инструмент.

Буровая вышка (drilling derrick) — металлическое сооружение над устьем скважины, предназначенное для установки талевой системы, верхнего силового привода, устройств комплекта механизмов для выполнения спускоподъемных операций (КМСП) и размещения бурильных свечей.

Буровой вертлюг (drilling swivel) — устройство для удержания на весу вращающегося бурильного инструмента, с одновременным подводом промывочной жидкости в колонну труб при бурении и промывке скважин. Вертлюг состоит из двух групп деталей — невращающейся, связанной с талевой системой, и вращающейся, связанной с колонной бурильных труб.

Буровая лебедка (drawworks) — лебедка, предназначенная для поддержания заданной нагрузки на породоразрушающий инструмент, подачи бурильной колонны на забой разбуриваемой скважины, спуска и подъема колонны бурильных труб при ее наращивании, смене породоразрушающего инструмента и забойных двигателей, извлечения керна, спуска колонны обсадных труб при креплении скважины, а также спуска и подъема различного оборудования при проведении исследовательских и ремонтных работ в скважине.

Буровой комплекс (drilling rig) — комплекс буровых машин, механизмов, оборудования и сооружений, обеспечивающий с помощью бурильного инструмента самостоятельное выполнение технологических операций по строительству скважины.

Выкидной трубопровод — трубопровод, по которому транспортируется флюид от устья скважины к манифольду или к первому технологическому аппарату (емкости).

КМСП (комплект механизмов для выполнения спускоподъемных операций) (gear kit for round-trip operation) — набор механизмов, размещаемых на буровой вышке и основании вышечного блока (буровой площадке), включающий автоматический элеватор, механизмы захвата, подъема и расстановки свечей, магазины и подсвечники. Предназначен для механизации процессов свинчивания и развинчивания труб, расстановки и выдвижения свечей при спускоподъемных операциях.

Манифольд (manifold) — система трубопроводов с необходимой запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, собранная по схеме, позволяющей избирательно направлять флюид от одного или нескольких источников в различные технологические системы.

Напорный трубопровод — добывающая/нагнетательная линия, вспомогательная линия или трубопровод, по которому течет флюид под давлением, превышающем атмосферное.

Нефтегазовое оборудование — оборудование, предназначенное для бурения, добычи, промысловой подготовки и транспортировки пластовой продукции.

Опасный производственный объект — предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в приложении 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Подготовка (первичная переработка) — подготовка пластовой

продукции, направленная на удаление нежелательных примесей и придание ей качества, необходимого для последующего безопасного хранения, транспортировки и использования, а также выделение отдельных компонентов и фракций.

Потребитель — непосредственный пользователь услуг Регистра или продукции, находящейся под техническим наблюдением или инспекционным контролем Регистра при ее проектировании, изготовлении, эксплуатации и утилизации.

Признанный стандарт — стандарт или иной нормативно-технический документ, признанный Регистром допустимым для применения, как обеспечивающий подтверждение соответствия требованиям, установленным в договорной спецификации/технических условиях/потребителем, и не противоречащий требованиям правил Регистра.

Промышленная безопасность опасных производственных объектов — состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах (ОПО) и последствий указанных аварий.

Превенторы (blowout preventer) — устройства для герметизации устья скважины при строительстве (бурении) или проведении различных работ с целью предотвращения неконтролируемых выбросов пластовой продукции.

Противовыбросовое оборудование (ПВО) (blowout equipment) — комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства или ремонта с целью обеспечения безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны недр и окружающей среды. Противовыбросовое оборудование включает превенторы, манифольды, систему контроля и управления.

Система верхнего привода (верхний силовой привод) (system of top drive) — подвижный вращатель, оснащенный комплектом средств механизации при спускоподъемных операциях и предназначенный для вращения и наращивания бурильной колонны при бурении, выполнения операций по свинчиванию и разъединению бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях и подачи промывочной жидкости в бурильную колонну.

Система управления ПВО (control systems of blowout equipment) — система, предназначенная для дистанционного управления гидравлическими приводами превенторов, а также механический привод, применяющийся в качестве резервного.

СПК (tripping complex) — спускоподъемный комплекс, включающий буровую лебедку, талевую систему, комплект механизмов для выполнения спускоподъемных операций и предназначенный для спуска, подъема и удержания на весу бурильной колонны, обсадных труб и инструмента при строительстве скважин.

Талевая система (rigging system) — грузонесущая часть буровой установки в виде полиспаста, состоящего из неподвижного кронблока и подвижного талевого блока с крюком или автоматическим элеватором для подвешивания труб.

Техническое обслуживание (technical maintenance) — комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности изделия (оборудования) при использовании по назначению, при хранении и транспортировке.

Технологический комплекс — комплекс нефтегазового оборудования для добычи, сбора, подготовки и транспортировки пластовой продукции.

Флюид — газ, пар, жидкость или их комбинация, транспортируемые по системам трубопроводов нефтегазового оборудования.

1.2 СОКРАЩЕНИЯ

1.2.1 АВВ — аварийная вытяжная вентиляция;

ГЖ — горючие жидкости;

ГПУ — главный пост управления;

ГУР — главное управление Регистра;

ЛВЖ — легковоспламеняющиеся жидкости;

МСП — морская стационарная платформа;

МЭК — Международная электротехническая комиссия;

ПАЗ — противоаварийная автоматическая защита;

ПБУ — плавучая буровая установка;

ПВО — противовыбросовое оборудование;

ПНК — морской плавучий нефтегазодобывающий комплекс;

РЗУ — рыбозащитное устройство;

СПО — спускоподъемные операции;

ФА — фонтанная арматура;

ЦПУ — центральный пост управления;

ESD (Emergency shutdown) — аварийная остановка.

Другие наиболее часто встречающиеся сокращения, которые употребляются в международной практике, приведены в Приложении 1.

2 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1.1 Требования Правил распространяются на нефтегазовое оборудование, устанавливаемое на плавучих или стационарных морских нефтегазовых сооружениях: ПНК, ПБУ, МСП, а также на буровых судах (далее все вместе — ПНК/ПБУ/МСП).

2.1.2 Правила разработаны в дополнение к Правилам ПБУ/МСП и Правилам ПНК.

2.1.3 Требования, содержащиеся в Правилах, относятся к составу документации на нефтегазовое оборудование при рассмотрении проектов ПНК/ПБУ/МСП, классификации ПНК/ПБУ/МСП в части подтверждения соответствия их нефтегазового оборудования, составу номенклатуры объектов и процедурам технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием, системам и оборудованию для бурения скважин, системам и оборудованию для добычи, сбора, подготовки и транспортировки пластовой продукции, функциональным составляющим нефтегазового оборудования и оценке безопасности ПНК/ПБУ/МСП при эксплуатации нефтегазового оборудования.

2.1.4 Правила применяются при проектировании, изготовлении, эксплуатации и подтверждении соответствия ПНК/ПБУ/МСП в части установленного уровня безопасности нефтегазового оборудования, незагрязнения окружающей среды при производстве работ по бурению, добыче, сбору, подготовке и транспортировке пластовой продукции, а также при оценке рисков соответствующих критических событий.

2.1.5 Правила устанавливают дополнительные словесные характеристики в символе класса ПНК/ПБУ/МСП, которые могут быть присвоены этим объектам при соответствии их нефтегазового оборудования требованиям Правил.

2.1.6 Правила могут быть использованы всеми организациями и предприятиями, деятельность которых связана с проектированием, строительством ПНК/ПБУ/МСП, разведкой, обустройством и разработкой месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности. Если предприятие или организация решили на добровольной основе использовать Правила, то в этом случае должны выполняться все требования, указанные в них.

2.1.7 Правила могут применяться к нефтегазовому оборудованию ПНК/ПБУ/МСП, построенному без технического наблюдения Регистра в части данного оборудования, в целях проведения освидетельствований, подтверждения соответствия и технического наблюдения за данным нефтегазовым оборудованием в эксплуатации.

2.1.8 Нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП, выполненное и установленное по другим нормам, правилам и стандартам, может быть одобрено Регистром в случае предоставления данных, позволяющих установить, что они являются одинаково эффективными по отношению к требованиям Правил.

2.2 ТРЕБОВАНИЯ НАЦИОНАЛЬНЫХ НАДЗОРНЫХ ОРГАНОВ

2.2.1 Выполнение требований Правил не освобождает от выполнения требований национальных надзорных органов к нефтегазовому оборудованию для бурения, добычи, переработки и транспортировки углеводородов на морском шельфе, в том числе на объектах ПНК/ПБУ/МСП, на стадиях проектирования, изготовления, подтверждения соответствия, монтажа, сварочных работ, испытаний и эксплуатации этого оборудования.

2.2.2 Правила учитывают требования:

.1 федерального законодательства:

Федерального закона РФ от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с изменениями и дополнениями;

Федерального закона РФ от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» с изменениями и дополнениями;

.2 нормативно-технических документов исполнительного органа власти РФ, осуществляющего надзор в области промышленной безопасности (Ростехнадзор).

3 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯПО ТЕХНИЧЕСКОМУ НАБЛЮДЕНИЮ

3.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1.1 Техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием ПБУ/МСП/ПНК состоит в проверке его соответствия требованиям Регистра при:

рассмотрении и одобрении (согласовании) технической документации;

освидетельствовании объектов наблюдения на этапах изготовления, монтажа, эксплуатации, в том числе модернизации и ремонта.

3.1.2 Деятельность Регистра при рассмотрении технической документации, техническом наблюдении при изготовлении, монтаже и эксплуатации нефтегазового оборудования осуществляется на основании договоров с заказчиками.

3.1.3 Объекты технического наблюдения Регистра и технические требованиям к ним определяются Правилами и перечисляются в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. разд. 7). Указанная Номенклатура не включает объекты, относящиеся к элементам нефтегазового оборудования и включенные ранее в Номенклатуру объектов технического наблюдения Регистра как объекты, которые обеспечивают безопасность мореплавания ПНК/ПБУ/МСП, охрану человеческой жизни и предотвращение загрязнения морской среды (см. Приложение I части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов).

3.1.4 При техническом наблюдении за нефтегазовым оборудованием Регистр может допустить использование нормативно-технических документов иностранных классификационных обществ, других признанных национальных и международных норм, правил и стандартов.

3.1.5 Изготовление нефтегазового оборудования и его монтаж должны осуществляться в соответствии с одобренной (согласованной) Регистром технической документацией.

3.1.6 В остальном общие положения по техническому наблюдению за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать требованиям разд. 2 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов, изготовлением материалов и изделий для судов.

3.2 УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ НАБЛЮДЕНИИ

3.2.1 При проведении технического наблюдения за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП Регистр осуществляет:

рассмотрение технической документации (см. разд. 5) и заключение о возможности установления дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП, подтверждающих соответствие их нефтегазового оборудования требованиям Правил (см. разд. 6);

одобрение отдельных видов нефтегазового оборудования с выдачей Свидетельств о соответствии (см. 8.1, 8.2.1 — 8.2.4);

признание изготовителей нефтегазового оборудования и материалов для него с выдачей Свидетельств о признании изготовителей (см. 8.3);

одобрение сварочных материалов и технологических процессов сварки с выдачей соответствующих Свидетельств об одобрении сварочных материалов, Свидетельств об одобрении технологических процессов сварки и аттестацию сварщиков (см. 8.1, 8.2.5, 8.2.6);

признание испытательных лабораторий с выдачей соответствующего Свидетельства (см. 8.4);

техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием при постройке ПНК/ПБУ/МСП;

техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП в эксплуатации.

3.2.2 По результатам технического наблюдения Регистр выдает на объекты технического наблюдения следующие документы установленной формы, удостоверяющие соответствие объекта технического наблюдения требованиям Регистра, а также его изготовление (постройку) под техническим наблюдением Регистра.

Свидетельство о соответствии на конкретное изделие (С, СЗ) — документ, удостоверяющий соответствие конкретных материалов, изделий или групп изделий требованиям правил Регистра и нормативно-технической документации;

Свидетельство о типовом одобрении (СТО) — документ, удостоверяющий соответствие типов изделий или групп изделий требованиям правил Регистра;

Свидетельство о признании изготовителя (СПИ) — документ, удостоверяющий признание Регистром предприятия в качестве изготовителя материалов или изделий, находящихся под техническим наблюдением Регистра;

Свидетельство о типовом одобрении сварочных материалов (СОСМ) и Свидетельство одобрении технологических процессов сварки (СОТПС).

3.2.3 Основные требования к оформлению и срокам действия Свидетельств Регистра должны соответствовать разд. 3 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

4 ЗАЯВКИ И ДОГОВОРЫ О ТЕХНИЧЕСКОМ НАБЛЮДЕНИИ

4.1 Для осуществления работ, указанных в 3.2.1, предприятие должно обратиться в Регистр с письменной заявкой на проведение технического наблюдения с гарантией оплаты работы и возмещения расходов Регистра, а также с подтверждением ознакомления и согласия с Общими условиями оказания услуг Регистром, которые являются составной и неотъемлемой частью всех договоров, заключаемых Регистром.

4.2 В заявке должна быть представлена информация в объеме, достаточном для ее анализа и выполнения.

4.3 После анализа заявки в зависимости от конкретных условий предстоящего технического наблюдения (объемы, объекты, продолжительности и т. п.) Регистр, руководствуясь действующими положениями, определяет необходимость заключения договора о техническом наблюдении, составленного в виде единого документа, или осуществляет техническое наблюдение в соответствии с заявкой без заключения договора.

4.4 Договор о техническом наблюдении Регистра, который составлен в виде единого документа, определяет объекты технического наблюдения и регламентирует взаимоотношения, права и обязанности сторон при осуществлении Регистром технического наблюдения за постройкой ПНК/ПБУ/МСП и изготовлением материалов и изделий нефтегазового оборудования.

В договоре устанавливается стоимость технического наблюдения, определяются порядок и сроки оплаты. При осуществлении технического наблюдения по заявке без заключения договора оплата работ и возмещение расходов производятся по счетам Регистра.

5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

5.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

5.1.1 До начала технического наблюдения за проектированием, постройкой и/или эксплуатацией ПНК/ПБУ/МСП в части нефтегазового оборудования на рассмотрение Регистру должна быть представлена техническая документация в объеме, позволяющем удостовериться, что требования Правил по отношению к данному оборудованию, материалам и изделиям для него, а также качеству оказываемых услуг, указанных в 8.4, выполняются полностью.

5.1.2 Изменения, вносимые в одобренную Регистром техническую документацию и касающиеся элементов и конструкций, к которым предъявляются требования в Правилах, должны быть до их реализации представлены на одобрение Регистру.

5.1.3 Техническая документация на нефтегазовое оборудование может представляться Регистру в одном из следующих вариантов в зависимости от стадии проектирования:

обоснование инвестиций на постройку ПНК/ПБУ/МСП, в том числе в составе проекта обустройства месторождения на шельфе;

технический проект ПНК/ПБУ/МСП или ТЭО (проект) обустройства месторождения на морском шельфе;

рабочий проект ПНК/ПБУ/МСП, технологическая документация и проект ремонтно-восстановительных работ;

нормативно-технические документы, технические условия, технологические процессы и регламенты технологических процессов и технической эксплуатации нефтегазового оборудования;

техническая документация на комплектующие изделия нефтегазового оборудования, паспорта и инструкции по эксплуатации.

5.1.4 В остальном общие положения по рассмотрению Регистром технической документации должны соответствовать требованиям разд. 3 части II «Техническая документация» Правил технического наблюдения за постройкой судов, изготовлением материалов и изделий для судов.

5.2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПНК/ПБУ/МСП

5.2.1 До начала постройки ПНК/ПБУ/МСП необходимо предъявить Регистру на рассмотрение и одобрение техническую документацию на нефтегазовое оборудование в объеме, указанном в разд. 4 части I «Классификация» Правил ПБУ/МСП, в разд. 3 части I «Классификация» Правил ПНК в той степени, в которой она может быть применена к нефтегазовому оборудованию.

5.2.2 Техническая документация на нефтегазовое оборудование в дополнение к 5.2.1 должна содержать:

технические паспорта;

технические условия и спецификации;

программы и результаты испытаний;

планы контроля качества монтажа и испытаний нефтегазового оборудования;

руководства по монтажу;

руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию;

анализ рисков и мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации.

5.2.3 Рассмотрение Регистром технической документации на этапах проектирования нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП подтверждаются письмами-заключениями Регистра по этапам проектирования или проекту нефтегазового оборудования в целом, подтверждающими возможность установления дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП, с приложением перечня рассмотренной документации.

5.2.4 При необходимости в соответствии с договором о техническом наблюдении может быть оформлено Свидетельство о соответствии проекта ПНК/ПБУ/МСП с приложением перечня рассмотренной документации.

6 КЛАССИФИКАЦИЯ И СЛОВЕСНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА В СИМВОЛЕ КЛАССА ПНК/ПБУ/МСП

6.1 Классификация объектов ПНК/ПБУ/МСП осуществляется в соответствии с требованиями разд. 2 части I «Классификация» Правил ПБУ/МСП и разд. 2 части I «Классификация» Правил ПНК.

6.2 Нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП должно отвечать требованиям Правил и иметь соответствующие Свидетельства и другие документы, подтверждающие их соответствие требованиям Регистра (см. разд. 7).

6.3 При соответствии конструкций, механизмов, устройств и оборудования систем для бурения, добычи, сбора, подготовки и транспортировки пластовой продукции, а также технологических процессов их монтажа и испытаний на ПНК/ПБУ/МСП требованиям Правил в символ класса ПНК/ПБУ/МСП вносятся дополнительные словесные характеристики, описывающие основное назначение установленного нефтегазового оборудования:

6.3.1 При изготовлении и монтаже нефтегазового оборудования под техническим наблюдением Регистра, а также при техническом наблюдении Регистра в эксплуатации:

drilling (RS) — при наличии бурового комплекса;

subsea system (RS) — при получении продукции с подводных добычных комплексов;

subsea pipeline (RS) — при получении (отгрузки) продукции по подводному трубопроводу;

oil production/treatment (RS) — при наличии комплекса по добыче и подготовке нефти;

gas production/treatment (RS) — при наличии комплекса по добыче и подготовке газа и газового конденсата;

oil and gas production/treatment (RS) — при наличии комплекса по совместной добыче и подготовке нефти и газа.

6.3.2 При изготовлении и монтаже нефтегазового обо-рудования без технического наблюдения Регистра, но при техническом наблюдении Регистра в эксплуатации:

drilling — при наличии бурового комплекса;

subsea system — при получении продукции с подводных добычных комплексов;

subsea pipeline — при получении (отгрузки) продукции по подводному трубопроводу;

oil production/treatment — при наличии комплекса по добыче и подготовке нефти;

gas production/treatment — при наличии комплекса по добыче и подготовке газа и газового конденсата;

oil and gas production/treatment — при наличии комплекса по совместной добыче и подготовке нефти и газа.

6.4 В остальном требования к назначению основного символа, дополнительных знаков и словесных характеристик класса ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать 6.1.

7 НОМЕНКЛАТУРА ОБЪЕКТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ РЕГИСТРА ЗА НЕФТЕГАЗОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

7.1 В Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1) перечислены объекты, за которыми Регистр осуществляет техническое наблюдение при их изготовлении на предприятии, монтаже и испытаниях на ПНК/ПБУ/МСП, а также указана необходимость клеймения некоторых элементов оборудования.

7.2 Материалы и изделия нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, изготавливаемые и монтируемые под техническим наблюдением Регистра, должны поступать на предприятие, осуществляющее постройку ПНК/ПБУ/МСП, со свидетельствами или другими документами, подтверждающими их соответствие требованиям Правил и/или стандартов, признанных Регистром допустимыми к применению.

7.3 Изменение Номенклатуры объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП может проводиться только по согласованию с Регистром. По заявке заказчика могут быть освидетельствованы материалы и изделия, не входящие в указанную Номенклатуру.

7.4 В случае технического наблюдения за постройкой ПНК/ПБУ/МСП, на которых используются принципиально новые материалы и комплектующие изделия нефтегазового оборудования, Регистр имеет право в одностороннем порядке вносить изменения в Номенклатуру объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП.

Таблица 7.1

Номенклатура объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП

Номенклатура представлена в форме таблицы, которая состоит из 9 колонок.

В колонке 1 («Код объекта технического наблюдения») указывается идентификационный код материала, изделия, технологического процесса или программного обеспечения, который состоит из восьми знаков.

В колонке 2 («Объект технического наблюдения») указываются наименования материала, изделия, технологического процесса.

В колонках 3 — 9 указываются виды технического наблюдения:

техническое наблюдение инспектора (Р), выдаваемый документ (С);

техническое наблюдение, осуществляемое доверенным предприятием и подтверждаемое Регистром, выдаваемый документ (СЗ);

техническое наблюдение, осуществляемое посредством типового одобрения объекта, выдаваемый документ (СТО, СОСМ, СОТПС, СТОП).

В колонке 3 («За головным образцом») указывается необходимость технического наблюдения за головным образцом, осуществляемого непосредственно инспектором (Р).

В колонке 4 («Типовое одобрение/Признание изготовителя») указывается обязательность типового одобрения объекта технического наблюдения, которое подтверждается выдачей СТО, а также о признании изготовителя с выдачей СПИ. В отдельных случаях, по усмотрению Регистра, при разовом одобрении на материал или изделие может быть оформлено Свидетельство (С) без оформления документа о типовом одобрении.

В колонке 5 («Выдаваемый документ») указывается документ Регистра, выдаваемый при осуществлении такого вида технического наблюдения, который обеспечивает минимально допустимый для данного материала или изделия контроль выполнения требований Регистра.

В отдельных случаях, по усмотрению Регистра, виды технического наблюдения могут быть изменены Регистром.

В колонке 6 («Клеймение») указывается обязательность клеймения объектов технического наблюдения.

В колонках 7, 8, 9 («Монтаж, применение», «Заводские испытания», «Эксплуатационные испытания») указывается необходимость технического наблюдения при монтаже, заводских и эксплуатационных испытаниях, осуществляемого непосредственно инспектором.

Предприятия-изготовители поставляют материалы или изделия согласно колонке 5 с подлинниками выданных Регистром документов (С) и (СЗ) или с копией СТО.

Код объекта технического наблюдения	Объект технического наблюдения	Техническое наблюдение Регистра						
		За головным образцом	Типовое одобрение/признание изготовителя	На предприятии-изготовителе		При постройке ПНК/ПБУ/МСП		
				Выдаваемый документ	Клеймение	Монтаж, применение	Заводские испытания	Эксплуатационные испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25000000	**НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**							
25010000	**УСТРОЙСТВА, ОБОРУДОВАНИЕ**							
25010100	**Буровая вышка**			С		Р	Р	Р
25010200	**Факельная стрела**			С		Р	Р	Р
25010300	**Устройства системы бурового раствора:**							
25010301	вибросита	Р	СТО	СТО		Р	Р	Р
25010400	**Устройства натяжения и компенсации перемещений:**							
25010401	райзеров			С		Р	Р	Р
25010402	бурильных колонн			С		Р	Р	Р

Продолжение табл. 7.1

Код объекта технического наблюдения	Объект технического наблюдения	Техническое наблюдение Регистра						
		За головным образцом	Типовое одобрение/ признание изготовителя	На предприятии-изготовителе		При постройке ПНК/ПБУ/МСП		
				Выдаваемый документ	Клеймение	Монтаж, применение	Заводские испытания	Эксплуатационные испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25010500	**Устройства крепления по-походному:**							
25010501	противовыбросового оборудования			С		Р	Р	Р
25010502	фонтанной арматуры			С		Р	Р	Р
25020000	**СИСТЕМЫ И ТРУБОПРОВОДЫ**							
25020100	**Системы обеспечения бурения:**							
25020101	цементирования скважин	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020102	сыпучих материалов	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020103	дросселирования и глушения	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020104	буровых райзеров	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020200	**Системы бурового раствора:**							
25020201	хранения	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020202	сбора, очистки и дегазации	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020203	высокого давления	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020204	низкого давления	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020205	забортной воды	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020300	**Системы подготовки нефти:**							
25020301	сбора	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020302	сепарации, стабилизации, обессоливания и обезвоживания	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020303	сбора, подготовки и утилизации попутного нефтяного газа	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020400	**Системы подготовки газа:**							
25020401	сбора	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020402	сепарации и осушки газа	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020403	сбора и подготовки газового конденсата	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020404	регенерации абсорбента	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020405	компримирования газа	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020406	газлифта	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020500	**Системы приема, хранения и подачи химических реагентов**	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020600	**Системы ожижения газа**	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020700	**Факельные системы, системы сброса давления и отвода газов в атмосферу**	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020800	**Системы технологического нагрева/ охлаждения**	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020900	**Системы сжатого воздуха:**							
25020901	систем КИП	—	—	—	—	Р	Р	Р
25020902	транспортировки сухих компонентов	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021000	**Системы сбора, подготовки и закачки воды в пласт:**							
25021001	водоподготовки	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021002	распределительные	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021003	закачки	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021100	**Дренажные системы опасных стоков:**							
25021101	открытые	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021102	закрытые	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021200	**Системы отгрузки продукции:**							
25021201	замера продукции	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021202	перекачки	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021300	**Системы освоения и промывки скважин**	—	—	—	—	Р	Р	Р
25021400	**Шланги буровые:**							
25021401	высокого давления	Р	СТО	С3	—	Р	—	Р
25021500	**Манифольды:**							
25021501	системы цементирования	Р	СТО	С3	—	Р	—	Р
25021502	бурового раствора	Р	СТО	С3	—	Р	—	Р
25021503	линии дросселирования	Р	СТО	С3	—	Р	—	Р

Продолжение табл. 7.1

Код объекта технического наблюдения	Объект технического наблюдения	Техническое наблюдение Регистра						
		За головным образцом	Типовое одобрение/ признание изготовителя	На предприятии-изготовителе		При постройке ПНК/ПБУ/МСП		
				Выдаваемый документ	Клеймение	Монтаж, применение	Заводские испытания	Эксплуатационные испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25021504	линии глушения скважины	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25021505	системы сбора продукции	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25021506	газлифта	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25021507	закачки воды	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25021600	**Блоки ПВО:**							
25021601	превенторы плашечные	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021602	превенторы универсальные	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021603	испытательные стенды ПВО	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021700	**Блоки диверторов**	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021800	**Оборудование устья скважин:**							
25021801	колонные головки с системой крепления и уплотнения	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021802	фонтанная арматура (елка и трубная головка)	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25021900	**Арматура технологических систем и систем гидравлики:**							
25021901	запорно-регулирующая	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25021902	предохранительная	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25022000	**Арматура для сыпучих материалов:**							
25022001	запорно-регулирующая	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25022002	предохранительная	Р	СТО	СЗ	—	Р	—	Р
25022100	**Типовые технологические процессы**	—	СТО	—	—	—	—	—
25030000	**МЕХАНИЗМЫ**							
25030100	**Механизмы для бурения:**							
25030101	верхний привод для бурения	Р	—	С	—	Р	—	Р
25030102	ротор с приводом	Р	—	С	—	Р	—	Р
25030103	трубный ключ	Р	—	С	—	Р	—	Р
25030200	**Лебедки:**							
25030201	буровые	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030202	буровой площадки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030203	подъема людей	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030204	общего назначения	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030300	**Механизмы для добычи и подготовки нефти и газа:**							
	Компрессоры газоперекачивающие:							
25030301	поршневые	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030302	центробежные/осевые	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030303	турбодетандеры	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030304	прочие	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030400	**Насосы системы бурения:**							
25030401	поршневые (плунжерные)	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030402	центробежные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030403	прочие	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030500	**Насосы системы цементирования:**							
25030501	центробежные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030502	плунжерные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030600	**Шламовые насосы:**							
25030601	центробежные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030602	плунжерные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030700	**Насосы систем подготовки и отгрузки продукции:**							
25030701	поршневые (плунжерные)	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030702	центробежные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030800	**Прочие насосы**	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030900	**Гидравлические станции:**							
25030901	систем бурения (верхнего привода)	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р

Продолжение табл. 7.1

Код объекта технического наблюдения	Объект технического наблюдения	Техническое наблюдение Регистра						
		За головным образцом	Типовое одобрение/ признание изготовителя	На предприятии-изготовителе		При постройке ПНК/ПБУ/МСП		
				Выдаваемый документ	Клеймение	Монтаж, применение	Заводские испытания	Эксплуатационные испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25030902	систем автоматического спуска-подъема бурильных труб	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030903	систем перемещения основания буровой вышки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030904	систем перемещения ПВО и ФА	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25030905	трубных манипуляторов и кранов	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031000	**Гидроцилиндры:**							
25031001	систем перемещения основания буровой вышки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031002	систем перемещения ПВО и ФА	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031003	гидропневмоприводов	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031004	прочие	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031100	**Гидроаккумуляторы:**							
25031101	противовыбросового оборудования	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031102	систем натяжения и компенсации перемещений	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25031103	прочие							
25031200	**Домкраты:**							
25031201	систем перемещения основания буровой вышки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25040000	**ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**							
25040100	**Сепараторы:**							
25040101	бурового раствора	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040102	систем подготовки нефти	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040103	систем подготовки газа/конденсата	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040200	**Разделители многофазные**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040300	**Электродегидраторы**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040400	**Обессоливатели**	Р	СПИ					
25040500	**Массобменные колонны**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040600	**Камеры приема/запуска очистных и диагностических устройств**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040700	**Теплообменники:**							
25040701	пластинчатые	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040702	кожухотрубные	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040703	емкостные подогреватели	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040800	**Подогреватели**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25040900	**Установки водоподготовки технической воды**	Р	СПИ	СЗ	—	Р	Р	Р
25041000	**Блочно-модульные технологические установки**	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25041100	**Типовые технологические процессы**	—	СТО	—	—	—	—	—
25050000	**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ**							
25050100	**Системы теленаблюдения технологические**	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25050200	**Системы управления электродвигателями**	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25050300	**Приводы электрические механизмов нефтегазового оборудования:**							
25050301	электродвигатели мощность более 100 кВт	Р	СТО	С	К	—	—	—
25050302	электродвигатели мощностью от 20 до 100 кВт	Р	СТО	СЗ	—	—	—	—
25050303	электродвигатели мощность до 20 кВт	Р	СТО	СТО	—	—	—	—
25050400	**Электроприводы запорно-регулирующей арматуры**	Р	СТО	СЗ	—	—	—	—

Продолжение табл. 7.1

Код объекта технического наблюдения	Объект технического наблюдения	Техническое наблюдение Регистра						
		За головным образцом	Типовое одобрение/ признание изготовителя	На предприятии-изготовителе		При постройке ПНК/ПБУ/МСП		
				Выдаваемый документ	Клеймение	Монтаж, применение	Заводские испытания	Эксплуатационные испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25050500	**Устройства распределительные, пульты управления и контроля**	Р	СТО	СЗ	—	—	—	—
25060000	**ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ**							
25060100	**Холодильные установки:**							
25060101	систем ожижения газа	Р	—	С	—	Р	Р	Р
25060102	систем подготовки нефти и газа	Р	—	С	—	Р	Р	Р
25070000	**МАТЕРИАЛЫ**							
25070100	**Прокат стальной:**							
25070101	для теплообменных аппаратов, сосудов давления и труб	Р	СПИ	СЗ	К	—	—	—
25070102	трубы для теплообменных аппаратов и сосудов давления	Р	СПИ	СЗ	К	—	—	—
25070103	трубы для технологических трубопроводов	Р	СПИ	СЗ	К	—	—	—
25070104	детали технологических трубопроводов	Р	СПИ	СЗ	К	—	—	—
25070200	**Полуфабрикаты стальные для котлов, сосудов давления и трубопроводов**	Р	СПИ	СЗ	К	—	—	—
25070300	**Сварочные материалы**	Р	СОСМ	СОСМ	—	—	—	—
25080000	**ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА**							
25080100	**Устройства перемещения труб:**							
25080101	горизонтальные конвейеры	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080102	вертикальные трубоукладчики	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080103	подъемники труб	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080104	краны трубной палубы	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080105	траверсы для труб	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080106	системы манипулирования райзером	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080200	**Мостовые и пьедестальные краны:**							
25080201	для монтажа/демонтажа ПВО	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080202	для монтажа/демонтажа фонтанной арматуры	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080203	палубные пьедестальные	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080204	кран-балки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080300	**Прочие:**							
25080301	люлька буровой вышки	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080302	корзина обслуживания буровой шахты	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080303	талевый блок	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080304	элеватор верхнего привода	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080305	крон-блок со шкивами	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080306	крюк/крюко-блок	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25080307	механизм крепления неподвижного конца талевого каната	Р	СТО	СЗ	—	Р	Р	Р
25090000	**АВТОМАТИЗАЦИЯ**							
25090100	АСУ ТП систем подготовки и отгрузки продукции, включая ПАЗ	Р	СТО	С	—	Р	Р	Р
25090200	АСУ ТП бурения, включая АРМ бурового	Р	СТО	С	—	Р	Р	Р

8 ТЕХНИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

8.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

8.1.1 Требования настоящего раздела применяются при техническом наблюдении за материалами и комплектующими конструктивными элементами, используемыми при изготовлении и ремонте нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП и перечисленными в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1).

8.1.2 В отдельных случаях, по усмотрению Регистра, может быть осуществлено техническое наблюдение за материалами и изделиями, не входящими в Номенклатуру объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП, которые являются вновь разработанными или комплектующими изделий, указанных в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП, и функционально обеспечивающими безопасность объектов технического наблюдения. Для этого образцы материалов, изделий или новые технологические процессы после рассмотрения Регистром технической документации должны быть подвергнуты испытаниям по программе, согласованной с Регистром.

8.1.3 Помимо требований настоящего раздела материалы и изделия нефтегазового оборудования должны отвечать требованиям соответствующих разделов Правил, а также требованиям одобренной Регистром технической документации, технических условий и других принятых для проекта ПНК/ПБУ/МСП и признанных Регистром нормативно-технических документов.

8.1.4 Материалы и изделия нефтегазового оборудования, не имеющие Свидетельств и других документов, подтверждающих их соответствие требованиям Регистра, не допускаются к применению при постройке и эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП.

8.1.5 Регистр осуществляет техническое наблюдение на предприятии на основании договора о техническом наблюдении или заявки (см. разд. 4).

При оказании Регистром услуг, указанных в 8.2 и 8.3, при заключении договора предприятие проверяется на соответствие требованиям разд. 7 и 10.2 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

8.1.6 Для оформления результатов технического наблюдения Регистра за материалами и изделиями в соответствии с Номенклатурой объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП предусматриваются три вида свидетельств о соответствии:

свидетельство, заполняемое и подписываемое Регистром (С);

свидетельство, заполняемое и подписываемое должностным лицом предприятия и оформляемое (заверяемое) Регистром (СЗ);

свидетельство о типовом одобрении (СТО).

8.1.7 Содержание свидетельств (С, СЗ, СТО) должно обеспечивать идентификацию материала или изделия, их типов, главных характеристик, а также предприятия, изготовившего эти материалы и изделия. Срок действия СТО — до 5 лет, а срок действия С и СЗ не устанавливается.

8.1.8 Для получения свидетельства о соответствии предприятие должно обратиться в Регистр с заявкой. С заявкой представляется техническая документация на материалы или изделия в объеме, регламентируемом правилами Регистра.

8.1.9 По результатам рассмотрения технической документации Регистром направляется предприятию письмо-заключение. При необходимости предприятие представляет Регистру для согласования программу испытаний.

8.1.10 Предприятие обеспечивает все необходимые условия для осуществления Регистром технического наблюдения на предприятии:

предоставляет необходимую для работы техническую документацию, в частности, заводские документы о контроле качества продукции;

подготавливает объекты технического наблюдения для проведения освидетельствования в необходимом объеме;

обеспечивает безопасность проведения освидетельствований;

обеспечивает присутствие должностных лиц, уполномоченных для предъявления объектов технического наблюдения к освидетельствованиям и испытаниям;

своевременно оповещает Регистр о времени и месте проведения освидетельствований и испытаний объектов технического наблюдения.

При несоблюдении предприятием условий обеспечения проведения технического наблюдения Регистр вправе отказаться от освидетельствований и присутствия при испытаниях.

8.1.11 В остальном общие положения о техническом наблюдении за изготовлением материалов и изделий нефтегазового оборудования должны соответствовать требованиям разд. 5 — 12 части I Общие положения по техническому наблюдению», разд. 1 части III «Техническое наблюдение за

изготовлением материалов» и разд. 1 части IV «Техническое наблюдение за изготовлением изделий» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

8.2 ОДОБРЕНИЕ ТИПОВЫХ МАТЕРИАЛОВ, ИЗДЕЛИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

8.2.1 Свидетельство о типовом одобрении (СТО) — документ Регистра, удостоверяющий, что установленные путем освидетельствований и зафиксированные в одобренной технической документации конструкция, свойства, параметры, характеристики типового материала или изделия удовлетворяют требованиям Регистра для применения на объектах технического наблюдения по установленному назначению.

8.2.2 СТО на типовой технологический процесс удостоверяет, что объект технического наблюдения, изготовленный по данному технологическому процессу с зафиксированными в согласованной технической документации характеристиками и параметрами, удовлетворяет требованиям Регистра и может быть использован по назначению.

8.2.3 Для получения СТО предприятие должно представить в Регистр заявку с технической документацией на материал, изделие или технологический процесс, а также программу и график проведения испытаний. При рассмотрении и одобрении данной документации устанавливается объем освидетельствований в процессе изготовления и испытания образцов.

8.2.4 СТО выдается Регистром после одобрения технической документации и при положительных результатах освидетельствований предъявляемых материалов, изделий или технологических процессов. На материал или изделие с установившейся технологией производства СТО выдается с учетом данных о ранее проведенных испытаниях, опыта производства и эксплуатации. Может быть принято во внимание наличие СТО другой классификационной или компетентной организации или результаты испытаний типового образца, проведенных при участии данных организаций.

8.2.5 На сварочные материалы выдается Свидетельство об одобрении сварочных материалов (СОСМ), которое одновременно является документом, удостоверяющим признание Регистром указанного в нем предприятия в качестве изготовителя сварочных материалов в соответствии с требованиями правил Регистра.

СОСМ выдается на срок до 5 лет при условии его ежегодного подтверждения.

8.2.6 Свидетельство об одобрении технологического процесса сварки (СОТПС) — документ Регистра, удостоверяющий, что применяемый на верфи или предприятии-изготовителе сварных конструкций технологический процесс сварки прошел испытания и одобрен Регистром для применения.

СОТПС выдается на срок до 5 лет при условии его подтверждения не реже одного раза в 2,5 года.

8.3 ПРИЗНАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ

8.3.1 Предприятия, изготавливающие материалы и изделия, которые перечислены в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1) и указаны в 8.3.2, должны быть признаны Регистром. Под признанием предприятия-изготовителя понимается подтверждение документом Регистра его способности производить материалы и изделия в соответствии с требованиями Регистра.

8.3.2 В соответствии с Номенклатурой объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1) признанию Регистра подлежат предприятия, производящие следующие материалы и нефтегазовое оборудование:

.1 прокат из стали для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.2 стальные трубы и детали трубопроводов для теплообменных аппаратов, сосудов под давлением и трубопроводов, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.3 полуфабрикаты стальные (поковки, отливки, заготовки), если они изготавливаются для теплообменных аппаратов, сосудов под давлением и трубопроводов на отдельном от прокатного производства предприятии;

.4 теплообменные аппараты, работающие при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.5 сосуды под давлением, работающие при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении.

8.3.3 Признание предприятий-изготовителей материалов и изделий нефтегазового оборудования должно выполняться в соответствии с положениями разд. 7 и 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов и указаниями настоящего раздела.

8.3.4 Процедура признания предприятия выполняется на основании заявки, которую предприятие

направляет в подразделение Регистра. Признание изготовителя Регистром подтверждается оформлением Свидетельства о признании изготовителя (СПИ).

8.3.5 Признание предприятия Регистром включает:

рассмотрение документов, подтверждающих соответствие предприятия требованиям Регистра;

освидетельствование предприятия.

8.3.6 Рассмотрение документации предприятия осуществляется в целях определения соответствия документов предприятия требованиям Регистра — предприятие должно иметь действующие нормативные и технические документы, необходимые для осуществления деятельности в заявленной области.

8.3.7 Целью освидетельствования предприятия является непосредственное определение соответствия предприятия требованиям Регистра. В присутствии представителя Регистра предприятием должны быть выполнены контрольные испытания образцов материалов и изделий из заявленной области по одобренной Регистром программе. В процессе испытаний должно подтвердиться соответствие параметров производства и продукции требованиям документации и настоящих Правил, а также установлен надлежащий уровень стабильности качества.

8.3.8 Участие предприятия в изготовлении материалов и оборудования, указанного в 8.3.2.1 — 8.3.2.5, без признания его Регистром является предметом специального рассмотрения.

8.4 ПРИЗНАНИЕ ЛАБОРАТОРИЙ

8.4.1 Испытательные лаборатории неразрушающего контроля, разрушающих и других видов испытаний при изготовлении, монтаже, ремонте, переоборудовании, эксплуатации и техническом диагностировании нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны быть признаны Регистром.

8.4.2 Процедура признания испытательной лаборатории (ИЛ) выполняется на основании заявки, которую ИЛ направляет в подразделение Регистра.

8.4.3 Требования Регистра к испытательным лабораториям установлены в разд. 7 и 9 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

8.4.4 Признание испытательных лабораторий Регистром включает:

рассмотрение документов, подтверждающих соответствие лаборатории требованиям Регистра;

освидетельствования испытательной лаборатории, в том числе путем выполнения контрольных испытаний.

8.4.5 Признание испытательной лаборатории Регистром подтверждается Свидетельством о признании испытательной лаборатории (СПЛ), которое выдается с учетом требований 3.4 — 3.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

8.4.6 В отдельных случаях, по усмотрению Регистра, испытания могут быть проведены в испытательной лаборатории, не имеющей признания Регистра. При этом перед проведением испытаний должно проверяться соответствие ИЛ требованиям, перечисленным в разд. 7 и 9.2.1.1, 9.2.2.1, 9.2.2.2, 9.2.4.1, 9.2.4.2, 9.2.5 и 9.2.6 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

9 ТЕХНИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ЗА НЕФТЕГАЗОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПРИ ПОСТРОЙКЕ ПНК/ПБУ/МСП

9.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

9.1.1 Техническое наблюдение за нефтегазовым оборудованием при постройке ПНК/ПБУ/МСП осуществляется на основании договора, заключенного между Регистром и предприятием (см. разд. 4).

9.1.2 Объем и порядок технического наблюдения Регистра, виды проверок, испытаний и контроля устанавливаются Перечнем объектов технического наблюдения (далее — Перечень). Освидетельствования по Перечню могут дополняться периодическими проверками (см. 9.1.4).

9.1.3 Перечень должен быть разработан предприятием (верфью) и согласован с подразделением Регистра, которое будет осуществлять техническое наблюдение. Перечень составляется на основании Номенклатуры объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП по каждому головному (единичному) сооружению, а также серии.

9.1.3.1 В Перечне должны быть указаны объекты технического наблюдения по устройствам,

оборудованию, системам и трубопроводам, механизмам, теплообменным аппаратами, сосудам под давлением, электрооборудованию, холодильным установкам, грузоподъемным устройствам и автоматизации в части принадлежащей к нефтегазовому оборудованию ПНК/ПБУ/МСП.

9.1.3.2 Объектами технического наблюдения являются также технологические процессы изготовления, монтажа и т. д. и отдельные работы, подлежащие техническому наблюдению Регистра.

9.1.3.3 По каждому объекту технического наблюдения в Перечне должны быть приведены объем освидетельствований, номера чертежей, схем, методик, программ испытаний, технологических процессов и т. п.

9.1.3.4 Каждому пункту Перечня должно соответствовать одно предъявление инспектору Регистра, охватывающее один или несколько однородных объектов технического наблюдения, или объем работ, законченных в данном цеху или на данной стадии монтажа нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП. Основной целью освидетельствований по Перечню является проверка качества объекта технического наблюдения на данном этапе изготовления, предусмотренном технологией, и допуск его к последующим этапам монтажа оборудования.

9.1.3.5 В качестве Перечня по согласованию с подразделением Регистра могут быть использованы один или несколько документов, разработанных предприятием (верфью) в соответствии с принятой на нем практикой: стандарт предприятия (СТП) на предъявление выполненных работ, журналы приемок и т. п.

9.1.3.6 Освидетельствования по Перечню проводятся инспектором по предъявлении органом технического контроля предприятия объекта технического наблюдения или завершенного объема работ с оформленными на них документами, окончательно проверенными верфью и подготовленными к предъявлению Регистру.

9.1.4 Помимо освидетельствований по Перечню Регистром могут быть выполнены периодические проверки, не связанные с официальным предъявлением органом технического контроля предприятия (верфи), но влияющие на качество работ.

9.1.5 Перед монтажом механизмов и устройств нефтегазового оборудования, относящихся к Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП, инспектор Регистра должен проверить, что эти объекты технического наблюдения имеют документы, подтверждающие их изготовление под техническим наблюдением Регистра.

9.2 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ

9.2.1 Техническое наблюдение Регистра за испытаниями нефтегазового оборудования проводится с целью проверки соответствия его качества и комплектности одобренному техническому проекту, правилам и нормам Регистра.

9.2.2 Техническое наблюдение Регистра при проведении испытаний нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП осуществляется для механизмов, устройств, оборудования и систем, включенных в Номенклатуру объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП.

9.2.3 Испытания нефтегазового оборудования проводятся по одобренной Регистром программе, которая должна учитывать требования стандартов и технической документации на поставку, а также требования программ предприятий-изготовителей на испытания поставляемого оборудования. Одновременно с предъявлением объекта для испытания представляется техническая документация, необходимая для проведения освидетельствования. Освидетельствования и испытания объекта технического наблюдения проводятся Регистром после приемки объекта органом технического контроля предприятия.

9.2.4 Объекты технического наблюдения, результаты испытаний которых не удовлетворяют требованиям применимых правил или одобренной документации, подвергаются повторным испытаниям после устранения причин, вызвавших неудовлетворительные результаты испытаний. Устранение дефектов и повторные испытания должны быть согласованы с Регистром. Проведение повторных испытаний не должно влиять на дальнейшие испытания или нарушать безопасность их проведения.

9.2.5 По итогам проведения испытаний нефтегазового оборудования Регистр должен информировать предприятие о замечаниях, работы по которым должны быть выполнены до выдачи Регистром документов, предусмотренных в 9.3, а также перечень объектов технического наблюдения, подлежащих вскрытию, с указанием объема ревизии.

9.2.6 Проведение испытаний нефтегазового оборудования должно по возможности проводиться во время испытаний, предусмотренных в 13.10 — 13.15 части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов, и соответствовать требованиям к их проведению насколько это применимо.

9.3 ДОКУМЕНТЫ, ОФОРМЛЯЕМЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

9.3.1 Осуществление технического наблюдения за нефтегазовым оборудованием при постройке ПНК/ПБУ/МСП заканчивается оформлением:

.1 Свидетельства об испытаниях нефтегазового оборудования;

.2 Акта освидетельствования нефтегазового оборудования по окончании постройки/первоначального освидетельствования.

На основании указанных документов для подтверждения соответствия нефтегазового оборудования требованиям настоящих Правил Регистром вносятся дополнительные словесные характеристики, указанные в 6.3, в символ класса ПНК/ПБУ/МСП с соответствующей записью в Классификационном свидетельстве.

10 ТЕХНИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ЗА НЕФТЕГАЗОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

10.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

10.1.1 Техническая эксплуатация нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, находящихся в классе Регистра, должна осуществляться под техническим наблюдением Регистра в форме периодических освидетельствований. В необходимых случаях (после аварий или инцидентов на ПНК/ПБУ/МСП, связанных с нефтегазовым оборудованием) должны проводиться внеочередные освидетельствования этого оборудования.

10.1.2 Периодические освидетельствования Регистра проводятся в целях подтверждения/продления класса ПНК/ПБУ/МСП в части нефтегазового оборудования. Рекомендуется гармонизировать систему освидетельствований нефтегазового оборудования с периодическими классификационными освидетельствованиями Регистра этих сооружений в целом.

10.1.3 Общие требования к проведению периодических освидетельствований Регистра должны соответствовать части I «Общие положения» Правил классификационных освидетельствований судов в эксплуатации.

10.1.4 По согласованию в Регистром периодические освидетельствования нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП могут основываться на схеме планово-предупредительного технического обслуживания и применения системы мониторинга технического состояния в соответствии с требованиями 2.7 части II «Периодичность и объемы освидетельствований» Правил классификационных освидетельствований судов в эксплуатации и разд. 11 части VII «Механические установки» Правил классификации и постройки морских судов в той мере, насколько они применимы.

10.2 ВИДЫ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ

10.2.1 Общие положения.

10.2.1.1 Нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП подвергается следующим освидетельствованиям:

первоначальным;

периодическим (очередным, ежегодным и промежуточным);

внеочередным.

10.2.1.2 Первоначальные освидетельствования разделяются на освидетельствования, проводимые при постройке ПНК/ПБУ/МСП и монтаже нефтегазового оборудования под техническим наблюдением Регистра и освидетельствования нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, построенных под наблюдением (или без наблюдения) другого классификационного или надзорного органа.

10.2.1.3 Очередное освидетельствование проводится для возобновления класса в части нефтегазового оборудования (дополнительных словесных характеристик в символе класса, указанных в 6.3), как правило, через интервалы не более 5 лет эксплуатации нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП при условии прохождения ежегодных и одного промежуточного освидетельствования за этот период в объемах, предписываемых Правилами.

10.2.1.4 Ежегодные освидетельствования проводятся для подтверждения действия класса ПНК/ПБУ/МСП в части нефтегазового оборудования каждый календарный год.

10.2.1.5 Промежуточное освидетельствование проводится для углубленного подтверждения действия класса в части нефтегазового оборудования, как правило, вместо 2-го или 3-го ежегодного освидетельствования.

10.2.1.6 Внеочередное освидетельствование проводится после аварий, инцидентов, внеплановых ремонтов нефтегазового оборудования и в других необходимых случаях.

10.2.2 Первоначальные освидетельствования.

10.2.2.1 Первоначальное освидетельствование осуществляется с целью подтверждения соответствия нефтегазового оборудования требованиям настоящих Правил и установления дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП, оборудование которых впервые предъявляется Регистру.

К первоначальному освидетельствованию предъявляется также нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП, ранее имевших соответствующие дополнительные словесные характеристики в символе класса Регистра, но утративших их по каким-либо причинам (снятие дополнительных словесных характеристик в символе класса), или прошедших модернизацию с расширением своего назначения, что требует изменений дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП.

Первоначальное освидетельствование заключается в тщательном осмотре, проверках, испытаниях и замерах, объем которых каждый раз устанавливается Регистром в зависимости от внешних условий и срока эксплуатации, применяемых технологий в системах бурения, добычи, подготовки и отгрузки продукции, технического состояния оборудования и т. п.

10.2.2.2 Первоначальному освидетельствованию может предъявляться нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП, которое изготовлено и смонтировано не по правилам Регистра, без наблюдения Регистра, другого классификационного или надзорного органа.

В этом случае первоначальное освидетельствование, объем которого устанавливает Регистр, предполагает тщательное и полное освидетельствование, сопровождающееся в необходимых случаях испытаниями нефтегазового оборудования и его комплектующих с целью подтверждения того факта, что они полностью соответствуют требованиям Правил.

10.2.2.3 Если на нефтегазовое оборудование ПНК/ПБУ/МСП и соответствующую техническую документацию имеются свидетельства (сертификаты) или разрешения, выданные другим классификационным или надзорным органом, то первоначальное освидетельствование может быть осуществлено в объеме очередного освидетельствования.

В случае отсутствия для какого-либо комплектующего нефтегазового оборудования необходимой технической документации, свидетельства (сертификата) или разрешения, объем освидетельствований Регистра для этого оборудования может быть увеличен.

10.2.3 Очередные освидетельствования.

10.2.3.1 Очередные освидетельствования для возобновления действия дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП имеют целью установить, что техническое состояние нефтегазового оборудования, изменения в его составе и конструкции соответствует требованиям Правил.

10.2.3.2 Очередные освидетельствования, объем которых определяется Правилами, проводятся через установленные Регистром периоды, как правило, пятилетние с возобновлением действия дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП на следующие 5 лет.

10.2.3.3 За период между очередными освидетельствованиями и непосредственно во время очередного освидетельствования должны быть проведены необходимые осмотры, замеры, испытания, проверки в действии и другие мероприятия, подтверждающие соответствие нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП требованиям Правил.

10.2.3.4 Отсчет сроков очередных освидетельствований нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП производится от даты первоначального освидетельствования, даты постройки, изменения дополнительных словесных характеристик в символе класса или присвоения дополнительных словесных характеристик в символ класса ПНК/ПБУ/МСП, построенным без наблюдения Регистра.

10.2.4 Ежегодные освидетельствования.

10.2.4.1 Ежегодное освидетельствование нефтегазового оборудования для подтверждения действия дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП имеет целью установить, что техническое состояние этого оборудования в достаточной степени отвечает условиям сохранения этих словесных характеристик, а также проверить работу отдельных механизмов, устройств и установок, на которые распространяются требования Правил.

10.2.4.2 Объем ежегодных освидетельствований устанавливается Регистром. Сроки проведения ежегодных освидетельствований могут назначаться, как правило, с отклонением от предписываемой даты очередного освидетельствования в пределах 3 месяцев до и после этой даты.

10.2.5 Промежуточные освидетельствования.

Промежуточное освидетельствование нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП осуществляется между очередными освидетельствованиями в сроки, согласованные с Регистром. Объем освидетельствования устанавливается Регистром.

10.2.6 Внеочередные освидетельствования.

10.2.6.1 Внеочередные освидетельствования нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП проводятся во всех других случаях, кроме перво-

начального и периодических освидетельствований. Объем освидетельствований и порядок их проведения определяет Регистр, исходя из назначения освидетельствования, срока эксплуатации и технического состояния оборудования.

10.2.6.2 Внеочередные освидетельствования проводятся для восстановления действия дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП после их приостановления, для контроля устранения выявленных недостатков и повреждений, после аварийных случаев, при существенных заменах нефтегазового оборудования, переоборудованиях и ремонтах, не совпадающих по срокам с периодическими освидетельствованиями.

10.2.6.3 Внеочередное освидетельствование после аварии имеет целью выявить вид и характер повреждения, его причину, объем работ по устранению последствий аварии и определить возможность и условия сохранения дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП.

10.2.7 Объемы периодических освидетельствований.

Объем периодических освидетельствований Регистром нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должен соответствовать табл. 10.2.7.

10.2.8 Выдаваемые Регистром документы по результатам освидетельствований.

10.2.8.1 По результатам ежегодного/промежуточного/очередного освидетельствований нефтегазового оборудования Регистром оформляется Акт, который при положительных результатах освидетельствований подтверждает действие дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП на очередной годовой период.

10.2.8.2 При положительных результатах очередного освидетельствования нефтегазового оборудования на основании Акта, указанного в 10.2.8.1, Регистр возобновляет действие дополнительных словесных характеристик в символе класса ПНК/ПБУ/МСП, указанных в 6.3, с соответствующей записью в Классификационном свидетельстве, действующее (с ежегодным подтверждением) до следующего очередного освидетельствования.

10.2.8.3 По результатам первоначального освидетельствования нефтегазового оборудования Регистром оформляется Свидетельство и Акт, указанные в 9.3.1.1 и 9.3.1.2. При положительных результатах первоначального освидетельствования нефтегазового оборудования на основании указанных документов Регистром устанавливаются дополнительные словесные характеристики в символе класса ПНК/ПБУ/МСП с соответствующей записью в Классификационном свидетельстве.

Таблица 10.2.7

Объем периодических освидетельствований нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП

Условные обозначения:

О — осмотр с обеспечением, при необходимости, доступа, вскрытия или демонтажа;
С — наружный осмотр;
М — замеры износов, зазоров, сопротивления изоляции и т.п.;
Н — испытания давлением;
Р — проверка в действии механизмов, оборудования, устройств и их наружный осмотр ;
Е — проверка наличия действующих документов и/или клейм о поверке или калибровке контрольно-измерительных приборов соответствующими компетентными органами, если они подлежат таковой;
И — испытания грузоподъемных устройств.

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	1 УСТРОЙСТВА, ОБОРУДОВАНИЕ															
1.1	**Буровая вышка**	С	С	С	С	ОМ	С	С	С	С	ОМ	С	С	С	С	ОМ[1]
1.2	**Факельная стрела**	С	С	С	С	ОМР	С	С	С	С	ОМР	С	С	С	С	ОМ[1]Р
1.3	**Устройства системы бурового раствора:**															
1.3.1	вибросита	Р	Р	ОР	Р	ОР	Р	Р	ОР	Р	ОР	Р	Р	ОР	Р	ОР
1.4	**Устройства натяжения и компенсации перемещений:**															
1.4.1	райзеров	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р
1.4.2	бурильных колонн	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р	Р	Р	Р	Р	ОМ[2]Р
1.5	**Устройства крепления по-походному:**															
1.5.1	противовыбросового оборудования	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
1.5.2	фонтанной арматуры	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОМР
	2 СИСТЕМЫ И ТРУБОПРОВОДЫ															
2.1	**Системы обеспечения бурения:**															
2.1.1	цементирования скважин[3]	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.1.2	сыпучих материалов[4]	С	С	С	С	С	С	ОНМ	С	С	С	С	С	С	С	ОНМ
2.1.3	дросселирования и глушения[3]	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.2	**Системы бурового раствора:**															
2.2.1	очистки и дегазации[5]	С	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	С	ОМ	С	С	С	ОНМ
2.2.2	высокого давления	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.2.3	низкого давления[5]	С	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	С	ОМ	С	С	С	ОНМ
2.2.4	забортной воды	С	С	О	С	О	С	ОНМ	С	С	О	С	О	С	С	ОНМ
2.3	**Системы подготовки нефти:**															
2.3.1	сбора и сепарации[5]	С	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	С	ОМ	С	С	С	ОНМ
2.3.2	стабилизации, обессоливания и обезвоживания[5]	С	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	С	ОМ	С	С	С	ОНМ
2.3.3	сбора, подготовки и утилизации попутного нефтяного газа[5]	С	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	С	ОМ	С	С	С	ОНМ

Продолжение табл. 10.2.7

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.4	**Системы подготовки газа:**															
2.4.1	сепарации и осушки газа <10 МПа	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.4.2	сепарации и осушки газа >10 МПа	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.4.3	сбора и подготовки газового конденсата <10 МПа	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.4.4	сбора и подготовки газового конденсата >10 МПа	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.4.5	регенерации абсорбента	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.4.6	компримирования газа <10 МПа	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.4.7	компримирования газа >10 МПа	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.4.8	газлифт	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.5	**Системы приема, хранения и подачи химических реагентов**	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.6	**Системы ожижения газа**	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.7	**Факельные системы, системы сброса давления и отвода газов в атмосферу**	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	С	ОНМ	С	С	ОМ
2.8	**Системы технологического нагрева/охлаждения**	Р	ОРН	Р	ОРН	Р	ОРН	Р	ОРН	Р	ОРН	Р	ОРН	Р	ОРН	Р
2.9	**Системы сжатого воздуха:**															
2.9.1	систем КИП	С	С	С	С	С	С	ОНМ	С	С	С	С	С	С	С	ОНМ
2.9.2	транспортировки сухих компонентов	С	С	С	С	С	С	ОНМ	С	С	С	С	С	С	С	ОНМ
2.10	**Системы сбора, подготовки и закачки воды в пласт:**															
2.10.1	водоподготовки	С	С	О	С	О	С	ОНМ	С	С	О	С	О	С	С	ОНМ
2.10.2	распределительные	С	С	О	С	О	С	ОНМ	С	С	О	С	О	С	С	ОНМ
2.10.3	закачки	С	С	О	С	О	С	ОНМ	С	С	О	С	О	С	С	ОНМ
2.11	**Дренажные системы опасных стоков:**															
2.11.1	открытые	С	С	С	С	С	С	ОНМ	С	С	С	С	С	С	С	ОНМ
2.11.2	закрытые	С	С	С	С	С	С	ОНМ	С	С	С	С	С	С	С	ОНМ
2.12	**Системы отгрузки продукции:**															
2.12.1	замера продукции	СЕ	ОЕ	СЕ	СЕ	ОЕ	СЕ	ОЕ	СЕ	СЕ	ОЕ	СЕ	ОЕ	СЕ	СЕ	ОЕ
2.12.2	перекачки[6]	С	О	С	С	О	С	ОНМ	С	С	О	С	О	С	С	ОНМ
2.13	**Системы освоения и промывки скважин**	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.14	**Шланги буровые:**															
2.14.1	высокого давления	С	С	С	С	ОН	С	С	С	С	ОН	С	С	С	С	ОН
2.15	**Манифольды:**															
2.15.1	системы цементирования	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.15.2	бурового раствора	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.15.3	линии дросселирования	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.15.4	линии глушения скважины	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.15.5	системы сбора продукции	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН

Продолжение табл. 10.2.7

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.15.6	газлифта	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.15.7	закачки воды	С	ОМ	С	С	ОМ	С	ОНМ	С	С	ОМ	С	ОМ	С	С	ОНМ
2.16	**Блоки ПВО:**[7]															
2.16.1	превенторы плашечные	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О
2.16.2	превенторы универсальные	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О
2.16.3	испытательные стенды ПВО	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О
2.17	**Блоки диверторов**	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О
2.18	**Райзеры:**															
	буровые	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О	С	С	С	С	О
2.19	**Арматура технологических систем и систем гидравлики:**															
2.19.1	запорно-регулирующая	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.19.2	предохранительная	Р	ОМР	Р	Р	ОМР	Р	ОМРН	Р	Р	ОМР	Р	ОМР	Р	Р	ОМРН
2.20	**Арматура для сыпучих материалов:**															
2.20.1	запорно-регулирующая	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	ОМРН	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	ОМРН
2.20.2	предохранительная	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	ОМРН	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	ОМРН
2.21	**Контрольно-измерительные приборы**	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е
	3 МЕХАНИЗМЫ															
3.1	**Механизмы для бурения:**															
3.1.1	Верхний привод для бурения	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.1.2	Ротор с приводом	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.1.3	Трубный ключ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.2	**Механизмы для добычи и подготовки нефти и газа:**															
3.2.1	компрессоры газоперекачивающие	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.2.2	турбодетандеры	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.2.3	насосы перекачки нефти	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.3	**Насосы бурового раствора:**															
3.3.1	поршневые (плунжерные)	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.3.2	центробежные	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.3.3	погружные	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.3.4	прочие	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.4	**Насосы системы цементирования:**															
3.4.1	центробежные	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.4.2	поршневые (плунжерные)	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.5	**Шламовые насосы:**															
3.5.1	центробежные	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.5.2	поршневые (плунжерные)	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ

Продолжение табл. 10.2.7

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3.6	**Насосы систем подготовки продукции:**															
3.6.1	поршневые (плунжерные)	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.6.2	центробежные	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.7	**Прочие насосы**	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.8	**Гидравлические станции:**															
3.8.1	систем бурения (верхнего привода)	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.8.2	систем автоматического спуска-подъема бурильных труб	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.8.3	систем перемещения основания буровой вышки	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.8.4	систем перемещения ПВО и ФА	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.8.5	трубных манипуляторов и кранов	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ	Р	Р	Р	Р	ОРМ
3.9	**Гидроцилиндры:**															
3.9.1	систем перемещения основания буровой вышки	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.9.2	систем перемещения ПВО и ФА	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.9.3	прочие	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.10	**Гидроаккумуляторы:**															
3.10.1	противовыбросового оборудования	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.10.2	систем натяжения и компенсации перемещений	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.10.3	прочие	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.11	**Домкраты:**															
3.11.1	систем перемещения основания буровой вышки	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР	Р	Р	Р	Р	ОР
3.12	**Контрольно-измерительные приборы**	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е	Е
	4 ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ															
4.1	**Сепараторы:**															
4.1.1	бурового раствора	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.1.2	систем подготовки нефти	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.1.3	систем подготовки газа/конденсата	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.2	**Разделители многофазные**	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.3	**Массобменные колонны**	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.4	**Камеры приема/запуска очистных и диагностических устройств**	Р	ОР	Р	Р	ОР	Р	ОРН	Р	Р	ОР	Р	ОР	Р	Р	ОРНМ[8]
4.5	**Теплообменники:**															
4.5.1	пластинчатые	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.5.2	кожухотрубные	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.5.3	емкостные подогреватели	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.6	**Подогреватели**	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]
4.7	**Установки водоподготовки технической воды**	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	ОРН	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОР	Р	ОРНМ[8]

Продолжение табл. 10.2.7

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4.8	**Контрольно-измерительные приборы**	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
	5 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ															
5.1	**Системы теленаблюдения технологические**	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОРМ**	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ
5.2	**Электродегидраторы**	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ
5.3	**Системы управления электродвигателями**	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	ОРМ	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОРМ**
5.4	**Контрольно-измерительные приборы**	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
	6 ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ															
6.1	**Холодильные установки:**															
6.1.1	ожижения газа	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]
6.1.2	технологические	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]	**Р**	**Р**	**Р**	**Р**	**ОР**[9]
	7 ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА[10]															
7.1	**Лебедки:**															
7.1.1	буровые	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.1.2	буровой площадки	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.1.3	подъема людей	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.1.4	общего назначения	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2	**Устройства перемещения труб:**															
7.2.1	горизонтальные конвейеры	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2.2	вертикальные трубоукладчики	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2.3	подъемники труб	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2.4	краны трубной палубы	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2.5	траверсы для труб	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.2.6	системы манипулирования райзером	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.3	**Мостовые и пьедестальные краны:**															
7.3.1	для монтажа/демонтажа ПВО	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**
7.3.2	для монтажа/демонтажа фонтанной арматуры	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**
7.3.3	палубные пьедестальные	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**
7.3.4	кран-балки	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**	**ОР**	**ОР**	**ОРМИ**
7.4	**Прочие:**															
7.4.1	люлька буровой вышки	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**
7.4.2	корзина обслуживания буровой шахты	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**	**ОРМИ**
7.4.3	талевый блок	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.4.4	элеватор верхнего привода	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.4.5	крон-блок со шкивами	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**
7.4.6	механизм крепления неподвижного конца талевого каната	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**	**Р**	**Р**	**ОРМИ**

Окончание табл. 10.2.7

№ п/п	Объект освидетельствования	Освидетельствования нефтегазового оборудования														
		1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	1-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	2-е очередное	1-е ежегодное	2-е ежегодное	3-е ежегодное	4-е ежегодное	3-е очередное
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	8 АВТОМАТИЗАЦИЯ															
8.1	**АСУ ТП систем подготовки и отгрузки продукции включая ПАЗ**	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР
8.2	**АСУ ТП бурения, включая АРМ бурового мастера и ПАЗ**	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР	МР

Примечания:

[1] — Замеры остаточных толщин, начиная с 3-го очередного освидетельствования.

[2] — Замер износа тросов.

[3] — Н — не реже 1 раза в 8 лет. О — выборочная ревизия.

[4] — О — не реже 1 раза в 8 лет при коррозии до 0,1 мм/год, если > 0,1 мм/год, то 1 раз в 6 лет, Н — не реже 1 раза в 8 лет.

[5] — О — не реже 1 раза в 4 года при коррозии до 0,1 мм/год, если > 0,1 мм/год, то 1 раз в 3 года, Н — не реже 1 раза в 8 лет при коррозии до 0,1 мм/год, если > 0,1 мм/год, то 1 раз в 6 лет.

[6] — Системы должны быть дегазированы. При необходимости по требованию инспектора должны быть произведены замеры остаточных толщин и гидравлические испытания.

[7] — После окончания бурения скважин ПВО на МСП может быть демонтировано и не находиться на борту.

[8] — При достижении расчетного срока эксплуатации или при обнаружении значительного износа.

[9] — Испытания холодильной установки в действии с целью проверки создания и поддержания спецификационных температур в охлаждающих устройствах.

[10] — Замеры остаточных толщин конструкций кранов, износов деталей грузоподъемных механизмов и дефектов тросов.

11 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПНК/ПБУ/МСП

11.1 При проектировании нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны быть выполнены все обязательные процедуры, предписываемые национальными надзорными органами.

11.2 Системы, устройства и механизмы, входящие в состав нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должны сохранять работоспособность в условиях окружающей среды, указанных в 1.3 части II «Системы и оборудование для бурения».

11.3 Нефтегазовое оборудование должно соответствовать по классу климатическим условиям района эксплуатации.

11.4 При проектировании нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны быть учтены следующие основные факторы:

отказ или неправильное функционирование какого-либо компонента системы не должен вызывать повреждения или неисправности в связанных системах, ПНК/ПБУ/МСП в целом и нанесения ущерба окружающей среде;

все оборудование должно обеспечиваться необходимыми средствами контроля и управления, в том числе и аварийными;

в случае аварии должно быть обеспечено функционирование оборудования, обеспечивающего безопасность системы или ПНК/ПБУ/МСП в целом;

системы безопасности, органы управления ими, гидравлические линии, кабели и другое необходимое оборудование должны быть установлены в безопасном месте или иметь надлежащую защиту таким образом, чтобы сохранять работоспособность в течение времени, достаточного для локализации или устранения аварии;

должны быть приняты меры по защите оборудования и систем бурового комплекса от экстремальных нагрузок, связанных с эксплуатацией или транспортировкой в морских условиях ПНК/ПБУ/МСП;

элементы системы безопасности должны проектироваться таким образом, чтобы типичные неисправности (обрыв цепи управления, исчезновение питания и т. д.) не оказывали влияния на их работоспособность;

нефтегазовое оборудование и системы ПНК/ПБУ/МСП должны быть разделены на отдельные технологические блоки (модули) с целью минимизации уровня взрывоопасности блоков и систем в целом;

системы и устройства нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны проектироваться на срок эксплуатации минимум 20 лет, если заказчиком не указано иное.

11.5 При разработке проекта нефтегазового оборудования следует обеспечить минимизацию строительно-монтажных работ на ПНК/ПБУ/МСП в морских условиях.

11.6 Для предотвращения замерзания оборудования, устройств и трубопроводов при пониженной температуре окружающего воздуха должны применяться специальные меры, включающие, но не ограничивающиеся, следующими:

исключение «карманов» и тупиковых участков на трубопроводах, все трубопроводы, по которым циркулируют замерзающие жидкости, должны быть самодренируемыми или должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение;

обеспечение циркуляции жидкости в линиях, которые не могут быть опорожнены, но иногда жидкость в них находится без движения (линии противопожарного водоснабжения, линии охлаждающей воды и т. п.);

теплоизоляция открытых участков оборудования и трубопроводов;

обогрев совместно с теплоизоляцией отдельных участков трубопроводов или оборудования, источники тепла могут быть внешними (греющие кабели, теплоспутники на трубопроводах) или внутренними элементами оборудования (греющие рубашки, змеевики);

прокладка в закрытых кожухах совместно с трубопроводами, имеющими более высокую температуру, в тех случаях, когда это допустимо;

использование теплоизолирующих слоев на приборах измерения, контроля и управления;

использование ветрозащитных стен и укрытий для снижения потерь тепла;

добавление химреагентов (например, метанола) для понижения температуры замерзания жидкости.

11.7 Необходимо обеспечивать обогрев следующих узлов и оборудования, расположенных в помещениях, не требующих обогрева, бесперебойная работа которого необходима в период запуска, нормальной работы и отключения, включающих, но не ограничивающихся следующим:

оборудование и трубопроводы, минимальный расход жидкости по которым не обеспечивает поддержание температуры в них выше точки замерзания;

гидрозатворы;

сбросные и предохранительные клапаны и их выкидные линии;

трубопроводы и оборудование, в которых может содержаться влага в период их запуска или отклонениях от режима работы;

недренируемые низкие точки и тупиковые (застойные) участки трбопроводов и оборудования;

приборы контроля, измерения, их линии, надежная работа которых зависит от температуры окружающей среды;

дренажные линии трубопроводов, резервуаров, насосов и другого оборудования, содержащих замерзающие жидкости;

системы смазки и уплотнения на углеводородной основе (в случае необходимости).

11.8 Должно учитываться влияние изменения веса из-за скопления снега и образования льда на конструкциях и оборудовании, в том числе и возможность возникновения резонансных колебаний от вращающегося оборудования (насосов, компрессоров, газовых турбин). В случае необходимости, должны быть предусмотрены специальные меры по удалению снега и льда с элементов конструкции и оборудования.

11.9 Объем проведения испытаний отдельных блоков (модулей) нефтегазового оборудования должен быть выполнен в полном объеме на предприятии–изготовителе с тем расчетом, чтобы при окончательном монтаже ПНК/ПБУ/МСП межблочные монтажные работы и пусконаладочные работы были сведены к минимуму.

11.10 Расположение механизмов и оборудования должно отвечать требованиям, указанным в части VII «Механические установки и механизмы» и части VIII «Системы и трубопроводы» Правил ПБУ/МСП.

11.11 Машинные помещения, в которых расположены механизмы и устройства нефтегазового оборудования, должны отвечать требованиям 2.6 части VII «Механические установки и механизмы» Правил ПБУ/МСП.

11.12 Система освещения мест расположения нефтегазового оборудования должна отвечать требованиям разд. 6 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

11.13 Уровни вибрации устройств и механизмов нефтегазового оборудования должны отвечать требованиям 2.7 части VII «Механические установки и механизмы» Правил ПБУ/МСП.

11.14 Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключить возможность ожогов.

11.15 Системы безопасности должны обеспечивать два независимых уровня защиты оборудования для предупреждения аварийной ситуации и минимизации воздействия отказов на тяжесть последствий аварии. Указанные уровни защиты должны быть обеспечены функционально различными типами устройств безопасности для повышения вероятности предупреждения аварии или снижения тяжести ее последствий.

11.16 Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м, ширина рабочих проходов — не менее 0,75 м (для блочно-модульных агрегатов допускается ширина рабочих проходов не менее 0,5 м).

11.17 Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м — трапами с перилами.

11.18 Механические передачи (цепные, карданные, зубчатые и др.), муфты сцепления, шкивы, другие вращающиеся и движущиеся элементы нефтегазового оборудования, а также их выступающие части должны иметь металлические ограждения.

ЧАСТЬ II. СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на буровой комплекс — оборудование (технические устройства), устанавливаемое на ПНК/ПБУ/МСП и предназначенное для выполнения цикла работ по строительству скважин на морском шельфе.

1.1.2 Объекты технического наблюдения Регистра в части бурового оборудования указаны в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП в разд. 7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.2.1 Комплектующие бурового оборудования: технические устройства, системы, механизмы и т. д., указанные в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП, подлежат подтверждению соответствия (сертификации) требованиям Правил с выдачей документов Регистра, указанных в 8.1.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

Системы бурового комплекса, указанные в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП, подлежат техническому наблюдению Регистра на соответствие требованиям Правил при их монтаже и испытаниях на ПНК/ПБУ/МСП.

1.2.2 При соответствии бурового оборудования требованиям Правил по результатам технического наблюдения за постройкой ПНК/ПБУ/МСП этим сооружениям в символ класса Регистра вводятся дополнительные словесные характеристики в соответствии с 6.3 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.3 Буровое оборудование, установленное на ПНК/ПБУ/МСП под техническим наблюдением Регистра, подлежит периодическим освидетельствованиям в эксплуатации в целях подтверждения соответствия требованиям Правил и подтверждения/продления класса ПНК/ПБУ/МСП в части нефтегазового оборудования в соответствии с требованиями разд. 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.4 Электрооборудование, средства КИП и А, устройства освещения, сигнализации и связи бурового комплекса, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны соответствовать требованиям части IX «Специальные требования к обеспечению взрывопожаробезопасности».

1.2.5 Все компоненты систем бурового оборудования и вспомогательных систем, содержащие ЛВЖ, токсичные компоненты или находящиеся под высоким давлением, должны снабжаться запорными устройствами для надежной изоляции их от других систем.

1.2.6 Пневматическая система буровой установки (трубопроводы, краны, соединения и т. д.) должна быть испытана производителем на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. После монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ пневмосистема должна быть испытана давлением, в 1,25 раза превышающим рабочее, но не менее чем на 0,3 МПа.

1.2.7 Должны быть предусмотрены устройства для сбора и утилизации жидкости с пола буровой, система сбора должна быть изолированной от системы опасного дренажа.

1.2.8 Все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, должны быть оборудованы системами контроля воздушной среды и приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением. Вентиляция должна обеспечивать воздухообмен в соответствии с требованиями признанных Регистром стандартов. Должен быть обеспечен постоянный режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины.

При достижении 20 % нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами должен включаться предупредительный сигнал и аварийная вытяжная вентиляция, а при достижении 50 % предела должно быть обеспечено полное отключение оборудования, механизмов и вентиляции.

1.2.9 Механизмы, системы трубопроводов, грузоподъемные устройства, теплообменные аппараты, сосуды под давлением, материалы и средства автоматизации, входящие в состав бурового комплекса, должны соответствовать требованиям частей IV — IX.

1.3 УСЛОВИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.3.1 Все механизмы, оборудование и системы нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ должны сохранять работоспособность при нижеследующих условиях.

1.3.1.1 Статические условия:

.1 для полупогружных и погружных ПБУ — при наклонении до 15° включительно в любом направлении;

.2 для СПБУ — при наклонении до 10° включительно в любом направлении;

.3 для буровых судов — при крене 15° и одновременном дифференте 5°.

1.3.1.2 Динамические условия для самоходных ПБУ и буровых судов:

.1 для полупогружных и погружных ПБУ — при наклонении до 22,5° включительно в любом направлении;

.2 для СПБУ — при наклонении до 15° включительно в любом направлении;

.3 для буровых судов — при бортовой качке 22,5° и одновременной килевой качке 7,5°.

1.3.2 Аварийные источники энергии должны сохранять работоспособность при работе в следующих условиях:

.1 для полупогружных и погружных ПБУ — при наклонении до 25° включительно в любом направлении;

.2 для СПБУ — при наклонении до 15° включительно в любом направлении;

.3 для буровых судов — при бортовой качке 22,5° и одновременной килевой качке 10°.

1.3.3 Указанные в 1.3.1 и 1.3.2 значения углов наклона при бортовой качке относятся к наклонениям на любой борт, значения углов дифферента и килевой качки — на нос или на корму. По согласованию с Регистром значения наклонений, указанные в 1.3.1 и 1.3.2, могут быть изменены в зависимости от типа, размеров и условий эксплуатации ПНК/ПБУ.

1.4 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ

1.4.1 Расположение механизмов и оборудования должно отвечать требованиям разд. 4 части VII «Механические установки» Правил классификации и постройки морских судов в той мере, насколько они приемлемы и достаточны.

1.4.2 Оборудование бурового комплекса должно быть расположено на максимально возможном удалении от жилых помещений и других систем ПНК/ПБУ/МСП, непосредственно обеспечивающих безопасность этих сооружений и отсутствие загрязнений внешней среды.

1.4.3 Из кабины бурильщика на ПНК/ПБУ/МСП должен быть обеспечен хороший прямой обзор или установлена система видеонаблюдения для контроля работы оборудования бурового комплекса.

Пуск буровых насосов в работу должен быть обеспечен с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка — с пульта бурильщика и местного поста управления. Управление буровой лебедкой должно быть обеспечено с пульта бурильщика.

1.4.4 Расположение и конструкция ответственного оборудования бурового комплекса ПНК/ПБУ/МСП должны выбираться таким образом, чтобы свести к минимуму вероятность повреждения падающими предметами или перемещаемыми грузами.

1.4.5 Оборудование, имеющее движущиеся части или поверхность, нагретую до температуры выше 45 °С, должно быть соответствующим образом изолировано и ограждено, чтобы исключить контакт с ним обслуживающего персонала.

1.4.6 Должны быть предусмотрены средства механизации работ по затаскиванию и выбросу труб, а также работ по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов. Управление грузоподъемными механизмами должно быть дистанционным.

Для подъема быстроизнашивающихся деталей и узлов весом более 300 Н должны быть установлены грузоподъемные механизмы (тали и т. п.).

Ходовой и неподвижный концы талевого каната под нагрузкой не должны касаться элементов вышки.

1.4.7 Оснащение буровых установок ПНК/ПБУ/МСП светильниками должно обеспечивать освещенность:

роторного стола — 100 лк;

пути движения талевого блока — 30 лк;

помещений вышечного и насосного блоков — 75 лк;

превенторной установки — 75 лк;

лестниц, маршей, сходов, приемного моста — 10 лк.

2 ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И СИСТЕМАМ БУРОВОГО КОМПЛЕКСА

2.1 БУРОВАЯ ВЫШКА И ЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.1.1 Требования к расчетным нагрузкам.

2.1.1.1 Буровые вышки и подвышечные основания должны быть рассчитаны на прочность и устойчивость при нижеследующих условиях и расчетных нагрузках:

максимальной расчетной статической нагрузке на крюке (допускаемой нагрузке на крюке) для определенной кратности оснастки талевой системы (обусловлена наибольшей технологической нагрузкой на крюке без учета ветровых нагрузок при отсутствии на подсвечнике бурильных труб);

максимальной расчетной скорости ветра без учета полного комплекта бурильных труб на подсвечнике;

расчетной статической нагрузке на крюке в зависимости от скорости ветра, изменяющейся от нуля до максимально допустимого значения, с учетом полного комплекта бурильных труб на подсвечнике при наибольшей оснастке талевой системы;

максимальной расчетной статической нагрузке на подроторное основание;

максимальной расчетной комбинации нагрузок на подсвечник и подроторное основание.

2.1.1.2 Конструкции вышек должны быть рассчитаны на инерционную нагрузку при передвижке в зависимости от массы бурильных свечей, находящихся за пальцами.

2.1.1.3 Буровые вышки, подвышечные порталы ПНК/ПБУ должны быть рассчитаны на указанные выше нагрузки в сочетании с динамическими нагрузками, вызванными качкой ПНК/ПБУ, при следующих условиях эксплуатации:

спускоподъемных операциях с расположением бурильной колонны в скважине;

спуске обсадных колонн с расположением бурильной колонны на подсвечнике;

штормовом отстое с расположением бурильной колонны в скважине;

условиях морского перехода/перегона.

2.1.1.4 Буровые вышки МСП, расположенные в районах сейсмической активности, должны быть рассчитаны на прочность и устойчивость по условиям сейсмичности района.

2.1.2 Общие требования к конструкции буровых вышек.

2.1.2.1 Материалы и изделия, применяемые для изготовления конструкций буровых вышек и подвышечных оснований ПНК/ПБУ/МСП, должны удовлетворять требованиям части XII «Материалы» Правил ПБУ/МСП. По согласованию с Регистром допускается использование материалов и изделий в соответствии с требованиями нормативно-технических документов иностранных классификационных обществ, других признанных национальных и международных норм, правил и стандартов.

2.1.2.2 Требования к сварке металлоконструкций буровых вышек и подвышечных оснований ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП.

2.1.2.3 Металлоконструкции буровой вышки, выполненные из материала замкнутого профиля, должны исключать возможность скопления воды в ее элементах.

2.1.2.4 В конструкции буровых вышек ПНК/ПБУ/МСП должны быть предусмотрены:

устройства для крепления ролика (шкива) для монтажа и демонтажа кронблока и его секций;

места для крепления средств безопасной навигации;

места для установки блоков крепления канатов подвески машинных ключей, грузового каната вспомогательной лебедки, каната подвески шевмо- и гидроключей для свинчивания обсадных труб;

площадка для обслуживания кронблока и замены бурового шланга;

площадка для обслуживания соединения горловины стояка с буровым шлангом;

площадка для верхового рабочего с устройством для быстрой эвакуации за пределы вышки в случае аварийной обстановки на устье скважины;

успокоитель ходового конца талевого каната;

ограничитель высоты подъема талевого блока;

система обогрева рабочих мест;

обогреваемые подсвечники с системой сбора буровых и сточных вод;

площадка для обслуживания и замены гибкого бурового шланга на стояке манифольда;

устройство по изменению положения машинных ключей по высоте;

устройство для крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей.

2.1.2.5 При механизированном выполнении спускоподъемных операций без участия верхового рабочего должна быть предусмотрена площадка для обслуживания механизмов автомата спуска-подъема.

2.1.2.6 Металлический пол люльки верхового рабочего должен быть рассчитан на нагрузку не менее 1300 Н и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1,0 м. Люлька (люльки) должна иметь страховочное крепление к мачте от падения;

2.1.2.7 Мачта буровой установки должна быть оборудована лестницами-стремянками шириной не менее 600 мм с устройствами инерционного или другого типа для безопасного подъема и спуска верхового рабочего или лестницами тоннельного типа без переходных площадок, диаметр дуг — не менее 700 — 800 мм.

2.1.2.8 Для подъема на площадки, находящиеся на высоте от 250 до 750 мм, должны быть предусмотрены трапы и ступени, а на высоту более 750 мм — маршевые лестницы с перильными ограждениями.

Высота перильного ограждения переходных площадок, площадок обслуживания и лестниц на высоте свыше 2,5 м должна быть не менее 1250 мм с двумя тетивами и прилегающим к настилу бортом высотой не менее 150 мм, при этом минимальная ширина проходов и трапов-переходов должна быть не менее 500 мм, в том числе и на балконе верхового рабочего между люльками.

2.1.2.9 Площадка для верхового рабочего должна быть оборудована пальцами с шарнирными головками для установки бурильных свечей, застрахованных канатом от падения в случае поломки, и подвижной по высоте люлькой для обеспечения безопасной работы со свечами, имеющими отклонение от средней длины (25, 27 и 36 м).

2.1.2.10 Площадка верхового рабочего, выступающая во внутреннее пространство вышки или мачты, оборудованная козырьком, должна быть шириной не менее 750 мм с бортами не менее 150 мм. Площадка должна быть оснащена двумя страховочными стропами. Весь остальной периметр площадки верхового рабочего ограждается перилами вышеуказанных размеров или укрытиями.

2.1.2.11 Другие рабочие площадки для обслуживания элементов оборудования на высоте от 1800 мм и более должны быть шириной не менее 750 мм с полезной площадью не менее 0,6 м^2, а также иметь вышеуказанные перила, борта и страховочные стропы. Стропы необходимо предусматривать на участках отсутствия перил. Все площадки должны иметь настил с поверхностью, уменьшающей возможность скольжения.

2.2 ПОДВЫШЕЧНОЕ ОСНОВАНИЕ

2.2.1 Подвышечное основание (портал) должно быть рассчитано на прочность с учетом нагрузок, указанных в 2.1.1.

2.2.2 Конструкция основания буровой вышки должна предусматривать возможность размещения и монтажа:

водоотделяющей колонны (райзера) на устье скважины;

стола ротора на уровне пола буровой;

средств автоматизации, механизации и пультов управления;

обогреваемого подсвечника со стоком раствора;

воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;

механизма крепления неподвижного конца талевого каната;

механизма по изменению положения машинных ключей по высоте;

механизма крепления страховых и рабочих канатов машинных ключей;

шахты для наращивания, установки ведущей трубы и утяжеленных бурильных труб;

превенторной установки на устье скважины выше уровня палубы без производства дополнительных работ с металлоконструкциями основания;

демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или части ее;

устройств по механизации установки ведущей трубы и утяжеленных бурильных труб в шахты.

2.2.3 Конструкция опор подвышечного основания должна обеспечивать его надежное крепление на опорной раме с учетом расчетных нагрузок, указанных в 2.1.1.

2.3 СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

2.3.1 Системы контроля и управления процессом бурения должны быть информационно интегрированы в АСУ ТП для предоставления данных о ходе технологического процесса бурения скважин, а также аварийных отключений при нефтегазоводопроявлениях на скважине, расширении взрывоопасных зон и возникновении очагов пожара.

2.3.2 Системы контроля и управления процессом бурения должны быть снабжены источниками бесперебойного питания (ИБП), отвечающими требованиям главы 3.6 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

2.3.3 Должна быть предусмотрена двусторонняя связь офиса бурового мастера с ЦПУ, расположенным в машинном отделении, ГПУ и другими помещениями, в которых установлено оборудование, влияющее на безопасность ПНК/ПБУ/МСП.

2.3.4 В конструкции систем управления оборудованием буровой установки должны быть предусмотрены:

ограничитель высоты подъема талевого блока;

ограничитель грузоподъемности лебедки;

блокировка, исключающая одновременное включение главного и вспомогательного приводов лебедки;

блокировки подъема пневмо- или гидроклиньев при вращающемся роторе и включения ротора при поднятых клиньях;

автоматическое отключение приводов буровых насосов при повышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 % выше допускаемого с одновременным сбросом давления;

блокировка, исключающая включение барабана лебедки при выдвинутой стреле автомата спуско-подъема, а также выдвижение стрелы автомата при включенном барабане лебедки;

блокировка между стрелой автомата спуско-подъема и лебедкой, исключающая движение стрелы автомата спуско-подъема при наличии талевого блока в опасной зоне и, наоборот, исключающая движение талевого блока в опасную зону при выдвинутой стреле.

2.3.5 В случае применения автоматизированной системы измерений в процессе бурения в составе АСУ ТП ПНК/ПБУ/МСП должен быть предусмотрен соответствующий модуль обслуживания этой системы.

2.3.6 Контроль и управление техническими средствами бурового комплекса должен быть предусмотрен из кабины бурильщика. Система управления должна обеспечивать представление в кабине бурильщика и в офисе бурового мастера следующих параметров:

крутящий момент и частота вращения ротора;

крутящий момент и частота вращения верхнего силового привода;

крутящий момент автоматического бурового ключа;

скорость перемещения, положение относительно стола ротора талевого блока;

нагрузка на крюк, нагрузка на буровой инструмент;

расход, плотность и давление бурового раствора на входе в скважину;

число двойных ходов по каждому буровому насосу;

суммарное число двойных ходов буровых насосов;

расход, плотность, объемное газосодержание бурового раствора на выходе из скважины;

уровень и объем по каждой цистерне бурового раствора и цистерне долива;

процент возврата бурового раствора.

2.3.7 Приборы, отображающие вес на крюке, давление в манифольде буровых насосов, величину крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, должны быть расположены так, чтобы постоянно находиться в поле зрения бурильщика.

2.3.8 При бурении скважин должен быть обеспечен контроль:

азимута и зенитного угла ствола скважины;

пространственного расположения ствола скважины;

взаимного расположения стволов бурящейся и ранее пробуренных соседних скважин.

2.3.9 В кабине бурильщика должны быть предусмотрены средства управления, обеспечивающие:

.1 по верхнеприводной буровой системе и ротору с электроприводом: управление пуском и остановкой, регулирование и автоматическое поддержание заданной частоты вращения;

.2 по спускоподъемному агрегату с электроприводом: управление пуском и остановкой буровой лебедки, регулирование и автоматическое поддержание заданной скорости перемещения колонны бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях, регулирование и автоматическое поддержание заданной нагрузки на буровой инструмент, управление дисковыми тормозами;

.3 по буровым насосам с электроприводами: останов, регулирование производительности (расхода);

.4 по подпорным насосам: управление пуском и остановкой;

.5 по манипулятору расстановки свечей: управление процессом расстановки свечей при спускоподъемных операциях;

.6 по автоматическому буровому ключу: управление операциями свинчивания/развинчивания труб;

.7 сигнализацию по системам гидравлики, охлаждения и смазки бурового оборудования;

.8 сигнализацию об отсутствии взрывозащиты электрооборудования с видом взрывозащиты «продувка»;

.9 аварийное отключение бурового оборудования при пожаре и расширении взрывоопасных зон в помещениях бурового комплекса.

2.3.10 На пульте бурильщика должны быть предусмотрены приборы, обеспечивающие постоянную индикацию основных параметров процесса бурения. Номенклатура приборов должна обеспечивать представление следующей информации:

крутящий момент верхнего силового привода;

крутящий момент ротора;

крутящий момент машинного ключа;

нагрузка на крюке;

давление в напорном манифольде;

расход бурового раствора;

2.3.11 Системы контроля и управления бурением должны также удовлетворять требованиям разд. 2 части IX «Специальные требования к обеспечению взрывопожаробезопасности».

2.4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

2.4.1 Буровая лебедка.

2.4.1.1 Буровая лебедка должна соответствовать требованиям 2.3 части IV «Механические установки и механизмы».

2.4.2 Талевая система.

2.4.2.1 Талевая система должна соответствовать требованиям 3.1 части VI «Краны и грузоподъемные механизмы».

2.4.2.2 Стальные канаты, используемые для оснастки грузоподъемных механизмов талевой системы, должны соответствовать требованиям 3.15 части XIII «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов, требованиям национальных надзорных органов и изготавливаться в соответствии с признанными стандартами.

2.4.3 Приемный мост.

2.4.3.1 Приемный мост должен устанавливаться у вышки со стороны ворот и иметь горизонтальный участок длиной не менее 14 м и шириной не менее 2 м.

2.4.3.2 Настил приемного моста должен быть оборудован желобом для затаскивания и выброса труб. Таким же желобом оборудуется наклонная часть приемного моста.

2.4.3.3 В районе установки приемного моста должно быть предусмотрено место для размещения стеллажей для укладки труб с обеспечением проходов на приемный мост. Стеллажи должны быть оборудованы съемными или откидными стойками, предохраняющими трубы от раскатывания и обеспечивающими их укладку в штабель высотой не более 1250 мм.

2.4.3.4 Сход с приемного моста на палубу и вход на основание вышки при уклоне более 20° должен быть оборудован лестницей с перилами с одной стороны (наружной по отношению к настилу).

2.4.3.5 Операции на приемном мосту по затаскиванию и выбросу труб должны быть механизированы, управление грузоподъемными механизмами должно быть дистанционным.

2.4.4 Грузоподъемные устройства.

2.4.4.1 Технические устройства и оборудование грузоподъемных систем (крюкоблоки, вертлюги и др.) должны соответствовать требованиям 3.2 части VI «Краны и грузоподъемные механизмы».

2.5 СИСТЕМЫ НАТЯЖЕНИЯ КОЛОНН (РАЙЗЕРОВ) И КОМПЕНСАЦИИ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ

2.5.1 Общие требования.

2.5.1.1 Системы натяжения и компенсации перемещений должны обеспечивать постоянство усилия натяжения райзеров (водоотделяющих колонн), трубопроводов, тросов при вертикальных перемещениях ПНК/ПБУ.

2.5.1.2 Должны применяться следующие типы компенсаторов:

.1 устанавливаемые на подвижном блоке (крюкоблоке) талевой системы;

.2 устанавливаемые на кронблоке.

2.5.1.3 Ресиверы систем натяжения и компенсации перемещений должны быть разделены запорной арматурой между собой так, чтобы потеря герметичности одного ресивера не приводила к выходу из строя всей системы.

2.5.1.4 Поток рабочей среды, сбрасываемый из компенсаторов, должен быть направлен в безопасную сторону таким образом, чтобы не оказывать воздействия на гибкие шланги, детали оборудования и конструкции. Для снижения скорости выходящего потока допускается применение редукционного клапана.

2.5.1.5 Все панели управления должны быть оборудованы предохранительными клапанами, линии сброса с этих клапанов должны быть самодренируемыми.

2.5.1.6 Суммарный объем ресиверов должен быть больше, чем объем рабочих цилиндров. Сжатый воздух не должен содержать паров горючих жидкостей и газов.

2.5.1.7 Должно быть обеспечено постоянное энергоснабжение системы на всех режимах работы, включая аварийный.

2.5.1.8 Гидроцилиндры должны быть рассчитаны не только на внутренние нагрузки, возникающие при работе системы, но также и на внешние нагрузки на них как элементов несущей конструкции.

2.5.1.9 Системы натяжения направляющих канатов должны обеспечивать постоянное натяжение направляющих канатов при максимальной линейной скорости до 100 м/мин и компенсации изменения длины — до 10 — 12 м.

2.5.2 Системы натяжения и компенсации перемещений райзеров.

2.5.2.1 Системы натяжения и компенсации перемещений райзеров должны состоять из следующих основных компонентов:

силовых гидроцилиндров и блока шкивов;

гидропневматических аккумуляторов (или баллонов со сжатым воздухом);

панелей управления и системы трубопроводов;

блока компрессоров высокого давления;

сосудов для рабочего объема сжатого воздуха;

сосудов для хранения запаса сжатого воздуха.

2.5.2.2 Системы натяжения райзеров на ПНК/ПБУ с системами динамического позиционирования должны оборудоваться системами, предотвращающими потерю гидравлической жидкости или аналогичными системами, если это требуется при бурении.

2.5.2.3 Система должна предотвращать любые нежелательные перемещения райзера вверх (например, при глубоководном бурении), способные вызвать повреждение райзера и конструкции ПНК/ПБУ. Управление системой может быть ручным или автоматическим, с включением их в систему противоаварийной защиты.

2.6 МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ ВРАЩЕНИЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

2.6.1 Буровой ротор.

2.6.1.1 Буровые роторы должны соответствовать требованиям 2.4 части IV «Механические установки и механизмы».

2.6.2 Силовой верхний привод.

2.6.2.1 Силовой верхний привод должен обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;

свинчивание, докрепление бурильных труб;

проведение спускоподъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;

проведение операций по спуску обсадных колонн;

проворачивание бурильной колонны при бурении забойными двигателями;

промывку скважины и проворачивание бурильной колонны при СПО;

расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

2.6.2.2 Грузоподъемность верхнего привода должна соответствовать грузоподъемности буровой установки. Конструкция верхнего привода должна предусматривать наличие системы противофонтанной арматуры, датчиков положения исполнительных механизмов, скорости вращения стволовой части и момента вращения.

2.6.2.3 В остальном требования к силовому верхнему приводу должны соответствовать 2.5 части IV «Механические установки и механизмы».

2.7 СИСТЕМА ПРИЕМА, ХРАНЕНИЯ И ПОДАЧИ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

2.7.1 Система приема, хранения и подачи сыпучих материалов должна обеспечивать:

прием сыпучих материалов (цемента и утяжелителя);

хранение и подачу их к устройствам для приготовления буровых и цементных растворов;

приготовление и утяжеление бурового раствора с дозированной подачей материалов в смеситель;

фильтрацию запыленного транспортирующего воздуха от взвешенных частиц.

2.7.2 В состав системы входит следующее основное оборудование:

блок разгрузителя;

циклон;

фильтр для очистки воздуха;

загрузочное устройство;

материалопроводы;

вентиляционные трубопроводы с заслонками;

воздухопроводы;

емкости для хранения сыпучих материалов;

шланги для загрузки сыпучих материалов.

2.7.3 Требования, предъявляемые к системе.

2.7.3.1 Количество и вместимость емкостей для хранения сыпучих материалов на ПНК/ПБУ/МСП должны быть такими, чтобы общий запас материалов (с учетом запасов на складах) обеспечил бесперебойную работу буровой установки в период требуемой автономности.

2.7.3.2 Помещения должны быть оборудованы приточной вентиляцией с кратностью воздухообмена не менее 10.

2.7.3.3 Соединения на материалопроводах должны быть на герметичных быстросъемных муфтах. Шланги для загрузки сыпучих материалов должны оборудоваться стандартными фланцами международного образца (или иными по требованию Заказчика).

2.7.3.4 Должна быть обеспечена бесперебойная подача сжатого воздуха низкого давления в оборудование и КИП и А системы.

2.7.3.5 Температура точки росы воздуха, необходимого для транспортировки сыпучих материалов должна быть ниже минимальной температуры окружающей среды на 10 °С, но не выше минус 40 °С. Для очистки воздуха должны применяться фильтры с эффективностью не менее 99 %.

2.7.4 Контроль и управление системой пневмотранспорта должен осуществляться с панели, расположенной в помещении бункеров сыпучих материалов.

2.7.5 Должно быть обеспечено представление в офис бурового мастера следующих данных:

.1 по камерным питателям компонентов бурового раствора и цемента:

индикация уровня и давления;

сигнализация достижения рабочего давления, высокого и низкого уровня;

.2 по разгрузителям компонентов бурового раствора и цемента:

индикация веса и рабочего давления;

сигнализация достижения рабочего давления, высокого и низкого веса,

.3 по затворам дисковым:

управление открытием и закрытием;

сигнализация состояния «открыто», «закрыто»;

.4 по средствам очистки воздуха:

сигнализация загрязнения фильтров.

2.8 СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА

2.8.1 Общие требования к системе бурового раствора.

2.8.1.1 Для систем бурового раствора должен быть обеспечен приборный контроль следующих параметров:

расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины;

давления в манифольде буровых насосов с регистрацией их величин;

уровень раствора в приемных емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций;

2.8.1.2 Для сбора шлама при очистке бурового раствора должны быть установлены специальные контейнеры (шламосборники). На месте установки контейнеров должна быть предусмотрена установка поддонов или ограждающего комингса высотой не менее 200 мм и обеспечен сток жидкости в общую систему сбора сточных вод.

2.8.1.3 Обвязка буровых и центробежных насосов низкого давления должна обеспечивать:

возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины;

полный слив жидкости и продувку нагнетательного трубопровода сжатым воздухом.

2.8.1.4 Поддоны и ванны, монтируемые на ПНК/ПБУ/МСП под оборудование около устья бурящихся и эксплуатационных скважин должны быть соединены с общей системой сточных вод.

2.8.1.5 Буровой шланг должен быть обмотан мягким стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм с петлями через каждые 1,0 — 1,5 м по всей длине. Концы каната должны быть прикреплены к вышке и к корпусу вертлюга.

2.8.2 Требования к буровым насосам и трубопроводам.

2.8.2.1 Буровые насосы должны соответствовать требованиям 2.2.2 части IV «Механические установки и механизмы».

2.8.2.2 Пуск буровых насосов в работу должен осуществляться с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка — с пульта бурильщика и местного поста управления.

2.8.2.3 Пусковые запорные устройства буровых насосов должны иметь дистанционное управление с контролем крайних положений их затворов с пульта управления.

2.8.2.4 На нагнетательном трубопроводе насосов должна быть установлена пусковая задвижка с дистанционным управлением. Выкидная линия должна быть прямолинейной и надежно закреплена с уклоном в сторону слива.

На буровых установках с регулируемым приводом насоса установка пусковых задвижек не обязательна, но должна быть установлена задвижка для сброса давления в нагнетательном трубопроводе.

2.8.2.5 Всасывающие линии буровых насосов не должны иметь изгибов и поворотов, их диаметр должен быть не менее 200 мм, а длина не более 5 м.

2.8.2.6 Нагнетательные трубопроводы должны быть проложены с минимальным числом поворотов и изгибов для предотвращения эрозионного износа. Поворот трубопровода не должен менять направление потока жидкости более, чем на 90°. Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода (стояка и т.п.) к металлоконструкциям должна предусматривать возможность центровки талевой системы по отношению к оси скважины. На фланцевые соединения нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

2.8.2.7 На нагнетательном трубопроводе должен быть предусмотрен отвод с запорным устройством для закачивания жидкости в затрубное пространство через крестовину превентора.

2.8.2.8 Нагнетательные трубопроводы с установленными на них деталями и арматурой после сборки на предприятии-изготовителе, а также после ремонта с применением сварки подлежат гидроиспытанию пробным давлением в соответствии с технической документацией изготовителя. В остальных случаях испытательное давление должно быть равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности, величина которого определяется по табл. 2.8.2.8. Продолжительность выдержки под давлением должна быть не менее 5 мин.

2.8.2.9 Конструкция манифольда должна обеспечивать быстрый слив бурового раствора из манифольда при остановке насоса за счет обеспече-

Таблица 2.8.2.8

Рабочее давление, МПа	<20	20 — 56	56 — 65	>65
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

ния оптимального угла наклона нагнетательного трубопровода.

2.8.2.10 Конструкция элементов гидравлической части насоса, должна исключать возможность травмирования обслуживающего персонала струей жидкости при повреждении уплотнений.

2.8.2.11 У каждого насоса должны быть установлены датчики системы контроля воздушной среды.

2.9 ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

2.9.1 Циркуляционная система буровой установки должна обеспечивать сбор и очистку отработанного бурового раствора, приготовление новых его порций и закачку очищенного раствора в скважину.

2.9.2 Циркуляционная система буровой установки должна включать:

систему отвода использованного раствора от устья скважины;

механические средства отделения частичек породы (вибросито, гидроциклоны);

емкости для химической обработки, накопления и отстоя очищенного раствора;

шламовый насос;

блок приготовления свежего раствора;

буровые насосы для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу в скважину.

2.9.3 Для соединения подсистем и блоков циркуляционной системы должны применяться соединительные элементы закрытого типа (шланги, гибкие соединения, закрытые желоба).

2.9.4 Углы поворота гидравлических перемешивающих устройств (гидромониторов) в горизонтальной и вертикальной плоскости должны быть ограничены таким образом, чтобы струя раствора не выходила за пределы емкости.

2.9.5 Гидромониторы и сопла гидромешалок должны быть легкодоступными и быстросъемными. Шарниры гидромониторов не должны допускать проявления реактивного момента на рукоятке управления.

2.9.6 Должна быть обеспечена конструктивная защита обслуживающего персонала от разбрызгивания раствора из насадок гидроциклонов и пескоотделителей.

2.9.7 Конструкция площадки вибросит должна обеспечивать их безопасное и удобное обслуживание и быструю смену сеток.

2.9.8 Емкости должны иметь люки для слива жидкости и обслуживания. Люк для обслуживания должен иметь размеры не менее 600 х 700 мм. Нижняя кромка сливного люка должна быть на уровне дна емкости.

2.9.9 В состав циркуляционной системы должна быть включена мерная емкость для контролируемого долива скважины, оснащенная уровнемером и средствами перекачки.

2.10 ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ

2.10.1 Противовыбросовое оборудование.

2.10.1.1 Устье бурящейся скважины должно быть оборудовано дистанционно управляемой превенторной установкой, рабочее давление которой должно соответствовать указанному в проекте строительства скважины.

2.10.1.2 Тип противовыбросового оборудования и колонной головки должен соответствовать одобренной Регистром технической документации.

2.10.1.3 Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования должны быть разработаны исполнителем работ на основе требований национальных/международных стандартов, одобрены Регистром и согласованы с заказчиком и надзорными органами. Эксплуатация противовыбросового оборудования должна осуществляться в соответствии с техническими условиями предприятий-изготовителей, одобренными Регистром.

2.10.1.4 На всех морских скважинах должны устанавливаться четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный. Пульт управления превенторами должен обеспечивать их дистанционное закрытие и открытие, а превентор со срезающими плашками — обеспечивать срезание наиболее прочной бурильной трубы, установленной в комплекте бурильной колонны.

2.10.2 Система управления противовыбросовым оборудованием.

2.10.2.1 Общие требования.

2.10.2.1.1 Противовыбросовое оборудование должно быть оборудовано основным и вспомогательными пультами управления.

2.10.2.1.2 Основной пульт управления противовыбросового оборудования и гидроприводов задвижек должна быть установлена за пожарозащищенной переборкой.

2.10.2.1.3 Вспомогательные пульты управления должны быть установлены в непосредственной близости от поста бурильщика и на путях эвакуации.

Пульты запитываются в течение всего процесса бурения или проведения ремонтных работ в скважине.

2.10.2.1.4 На выкидных и нагнетательных линиях превенторной сборки должно быть установлено последовательно не менее двух полнопроходных дистанционно управляемых запорных клапанов. В случае подводного расположения превенторного блока эти клапаны должны быть нормально закрытого типа. Клапаны должны располагаться в местах, исключающих их случайное повреждение (например, падающими предметами).

2.10.2.1.5 Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины.

После блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

2.10.2.1.6 Коммуникации системы управления должны быть устойчивы к воздействию огня на время, необходимое для закрытия превенторов.

2.10.2.1.7 В конструкции пульта управления должна быть предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня рабочей жидкости ниже допустимого.

2.10.2.1.8 В системе управления противовыбросового оборудования должно быть предусмотрено устройство, автоматически отключающее гидропривод при повышении давления в системе выше допустимого.

2.10.2.1.9 Система нагнетания гидроаккумулятора должна включать устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления. Объем гидроаккомулятора должен обеспечивать двойной полный цикл работ при открытии-закрытиии превенторов при отключении электроэнергии.

2.10.2.1.10 Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте в укрытии и иметь взрывобезопасное освещение. На стенке укрытия должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превентора.

2.10.2.1.11 Плашечные превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность и объем этих освидетельствований Регистром должны соответствовать табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.10.2.2 Системы контроля и управления противовыбросовым оборудованием.

2.10.2.2.1 Системы контроля и управления превенторной сборкой должны обеспечивать:

.1 открытие и закрытие:

универсального превентора;

одинарного и двойного плашечных превенторов;

задвижек устьевых линий глушения и дросселирования;

.2 сигнализацию:

низкого уровня рабочей жидкости в гидростанции;

низкого давления в пневмогидроаккумуляторах;

неисправности зарядного устройства;

отключения электроэнергии;

включения аварийного электропитания.

2.10.2.2.2 Для питания средств контроля и управления противовыбросовым оборудованием должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания, обеспечивающий управление в условиях аварийного обесточивания.

2.10.2.2.3 Питание электроэнергией средств контроля и управления противовыбросовым оборудованием должно быть предусмотрено от основного и аварийного источников в течение всего процесса бурения или проведения ремонтных работ в скважине. Должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания, обеспечивающий управление в условиях аварийного обесточивания. Должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания (ИБП), обеспечивающий управление в условиях аварийного обесточивания. Время работы от ИБП должно соответствовать времени работы ИБП ПАЗ АСУ ТП.

2.10.2.2.4 Подводное оборудование устья скважин и нижнее оборудование райзеров, имеющие гидравлическое управление, должны иметь дополнительные средства для перекрытия и рассоединения (механические или гидравлические), работающими независимо от основных устройств. Пульты управления должен располагаться таким образом, чтобы как минимум, один из них был доступен в аварийной ситуации.

2.10.2.2.5 Для систем управления подводным ПВО должна применяться блокировка системы соединения райзера с устьевым оборудованием при помощи ключа.

2.10.2.2.6 Как правило, полное время срабатывания превентора (от подачи сигнала до полного закрытия) должно составлять: для плашечных превенторов — не более 30 с, для кольцевых превенторов — не более 45 с. Для подводных блоков ПВО это время не должно превышать 45 с.

2.10.3 Диверторные системы.

2.10.3.1 Конструкция систем диверторов должна рассчитываться с учетом возможного эрозионного износа в процессе эксплуатации. Допустимый эрозионный износ должен быть указан в технической документации, одобренной Регистром.

2.10.3.2 Длина отводящих трубопроводов диверторов должна быть достаточной для безопасного отвода газа от ПНК/ПБУ/МСП и не должна создавать препятствий для работы другого оборудования во время газопроявления (например, систем отопления, вентиляции и кондиционирования).

2.10.3.3 Диверторная система должна быть подключена к управляемой вручную панели управления, расположенной рядом с постом бурильщика. Система управления должна быть оборудована внутренней блокировкой, не позволяющей закрыть уплотнение дивертора вокруг бурильного инструмента до полного открытия клапана на линии сброса.

2.10.3.4 Запорная арматура должна быть работоспособна во всем диапазоне рабочих параметров и окружающей среды.

2.10.3.5 Время срабатывания системы управления должно соответствовать национальным или международным стандартам, признанными Регистром допустимыми для применения.

2.10.3.6 Емкость гидропневмоаккумуляторов должна в 1,5 раза превышать объем, необходимый для нормальной работы системы.

2.10.3.7 Должно быть обеспечено резервирование источников энергии (отдельные резервные гидропневмоаккумуляторы, непрерывное электроснабжение пневмоклапанов и т. д.).

2.10.3.8 Управление дивертором должно осуществляться:

с основного пульта, расположенного на платформе подвышечного основания;

с дистанционного пульта, расположенного в кабине бурильщика.

2.10.3.9 Управление гидроприводными дросселями манифольда противовыбросового оборудования должно осуществляться с пульта управления, размещенного на буровой площадке.

2.10.3.10 Система контроля и управления дивертором должна обеспечивать открытие и закрытие:

шарового крана линии долива;

пакера дивертора;

пакера овершота;

замков дивертора;

кранов шаровых аварийного сброса с левого и правого борта.

2.10.4 Системы дросселирования и глушения.

2.10.4.1 Длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться технической документацией, одобренной Регистром.

2.10.4.2 Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых помещений с уклоном от устья скважины.

2.10.4.3 Манифольды высокого давления линий сбросов и глушения, соединительные детали, запорная арматура и т.д. должны иметь такое же рабочее давление, как и превентор.

2.10.4.4 Должна быть обеспечена возможность закачки бурового раствора в линии сброса и глушения до давления, равного рабочему в превенторе.

2.10.4.5 Должна быть обеспечена возможность возврата бурового раствора через установленный газожидкостной сепаратор. Также должна быть обеспечена возможность аварийного сброса раствора по стационарным трубопроводам за борт.

2.10.4.6 Рабочее давление этих линий и установленной на ней запорно-регулирующей арматуры должно быть не ниже рабочего давления буферной камеры линии сброса.

2.10.4.7 Газожидкостной сепаратор должен быть оборудован системой контроля давления и, при необходимости, гидрозатвором высотой не менее 3 м. Диаметр линий для отвода газа должен быть не менее 200 мм. Гидрозатвор подключается к сбросным трубопроводам таким образом, чтобы избежать возможного прорыва газа через него.

2.10.4.8 Линии дросселирования и глушения должны оборудоваться:

.1 не менее чем двумя дросселями, один из них с дистанционным управлением, другой — с ручным. Должна быть обеспечена возможность отключения и замены каждого дросселя во время работы системы;

.2 клапанами на каждой входной и выходной линии для изоляции линий от манифольдов.

Рабочее давление клапанов должно быть равно рабочему давлению дроссельного манифольда.

2.10.4.9 На станциях управления (удаленной и местной) должно отображаться давление в бурильных трубах, в линии дросселирования. На панель дистанционного управления должна дополнительно выводиться информация о положении дроссельных клапанов и производительности буровых насосов.

2.10.4.10 На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины, допустимого давления для самого слабого участка скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

2.10.4.11 Система контроля и управления дроссельной системой должны обеспечивать:

управление дросселями, задание и автоматическое поддержание заданного давления;

индикация давлений в линиях глушения и дросселирования, давления в манифольде буровых насосов;

сигнализация положения дросселей.

2.10.5 Цементировочный комплекс.

2.10.5.1 В состав цементировочного комплекса должны входить:

цементировочный агрегат с системой приготовления цементного раствора;

резервное смесительное устройство струйного типа с нагнетателем, емкостью-отстойником и бункером постоянного потока цемента;

осреднительная емкость;

манифольд высокого давления цементировочного агрегата и трубопроводы обвязки оборудования цементировочного комплекса;

система контроля процесса цементирования.

2.10.5.2 Цементировочный комплекс должен обеспечивать:

приготовление цементного раствора;

закачку тампонажного раствора в скважину;

поддержание параметров цементного раствора;

контроль и управление процессом цементирования скважины;

контроль параметров цементного раствора;

опрессовку бурильной и обсадных колонн, оборудования устья скважины;

поддержание противодавления в скважине.

2.10.5.3 Подвод продавочной жидкости к цементировочному агрегату должен осуществляться непосредственно к всасывающим патрубкам цементировочных насосов, минуя открытую мерную емкость цементировочного агрегата.

2.10.5.4 В случае, когда предполагается использовать цементировочный комплекс для циркуляции бурового раствора, должны быть предусмотрены соответствующие устройства для перекачки бурового раствора в цементировочный комплекс.

2.10.5.5 Система контроля процессов цементирования должна обеспечивать индикацию на местном посту, индикацию и регистрацию в офисе бурового мастера следующих технологических параметров:

подача каждого цементировочного насоса;

суммарный объем закачки;

давление цементировочного насоса;

плотность цементного раствора.

2.10.5.6 Система управления должна быть интегрирована в АСУ ТП для реализации аварийных отключений при пожаре, газопроявлениях, расширении взрывоопасных зон (см. разд. 2 части IX «Специальные требования к обеспечению взрывопожаробезопасности»).

2.10.6 Система буровых сточных вод.

2.10.6.1 Система буровых сточных вод должна обеспечивать:

сбор буровых сточных вод бурового технологического комплекса и их временное хранение в цистернах сбора буровых сточных вод и отработанного бурового раствора;

выдачу буровых сточных вод на суда обслуживания для их вывоза на берег.

2.10.6.2 Все оборудование, являющееся источником разливов бурового раствора, и зоны палуб, на которых могут происходить утечки бурового раствора, должны быть ограждены комингсами. Слив с районов возможных разливов должен осуществляется в приемники системы сбора буровых сточных вод.

2.10.6.3 Система буровых сточных вод должна включать:

цистерны буровых сточных вод и отработанного бурового раствора;

цистерну очищенной воды;

цистерну флокулянта;

цистерну для добавок (как правило — бикарбонат натрия);

насосы подачи буровых сточных вод и отработанного бурового раствора на блок очистки и выдачи на судно — сборщик;

насосы подачи очищенной воды в циркуляционную систему и выдачи на судно — сборщик.

2.10.6.4 Контроль и управление системой буровых сточных вод должен обеспечивать местный пуск и дистанционную остановку насосов из постов выдачи буровых сточных вод.

2.10.6.5 В ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 дистанционная остановка насосов при опорожнении цистерн;

.2 индикация уровня в цистернах:

отработанного раствора;

буровых сточных вод;

очищенной воды;

.3 сигнализация:

работы и перегрузки насосов;

верхнего и нижнего уровня в приямках, цистернах отработанного раствора, буровых сточных вод, очищенной воды;

низкой температуры в цистерне очищенной воды.

2.11 БУРОВЫЕ РАЙЗЕРЫ

2.11.1 В состав расчетных нагрузок на буровые райзеры должны быть включены следующие внешние воздействия:

волновые нагрузки;

нагрузки от течений;

усилия натяжения;

нагрузки от перемещений ПНК/ПБУ;

нагрузки от веса бурового раствора;

сжимающие нагрузки;

нагрузки при монтаже и транспортировке;

ледовые нагрузки.

2.11.2 Техническая документация на буровые райзеры, используемые на ПНК/ПБУ/МСП, включая динамические расчеты прочности, конструкции соединительных элементов, телескопических и гибких соединений, секций для подсоединения натяжителя (спайдера) должна быть одобрена Регистром.

2.12 ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ МАНИПУЛИРОВАНИЯ ТРУБАМИ

2.12.1 Оборудование и системы манипулирования трубами должны обеспечивать подачу труб со стеллажей на буровую площадку, для чего в состав оборудования должны быть включены:

горизонтальный приемный мост, для укладки на него труб со стеллажей;

секции наклонного моста, по которому осуществляется механизированная подача труб с приемного моста на буровую площадку, трубные манипуляторы и лебедки.

Наклонный мост с комплектом оборудования может быть заменен механизированным устройством подачи труб на буровую площадку.

2.12.2 Конструкция вспомогательной лебедки должна обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору должен быть обеспечен обзор места работы и перемещения груза. При необходимости должен быть установлен дублирующий пульт управления.

2.13 ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ

2.13.1 Область распространения.

2.13.1.1 Требования данного раздела распространяются на вспомогательное оборудование и системы, входящие в состав бурового и технологического комплексов ПНК/ПБУ/МСП.

2.13.2 Система сжатого воздуха низкого давления.

2.13.2.1 Система сжатого воздуха низкого давления должна соответствовать требованиям разд. 1, 2 и 16 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов в части не противоречащей настоящему разделу.

2.13.2.2 Система сжатого воздуха низкого давления должна обеспечивать хранение и подачу к потребителям сжатого воздуха необходимого давления. Оборудование и сосуды под давлением должны быть обеспечены контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами.

2.13.2.3 Для обеспечения потребителей сжатым воздухом на ПНК/ПБУ/МСП должны быть предусмотрены:

блоки компрессоров низкого давления;

блоки воздухоосушителей;

блок редукционных клапанов;

блоки воздухосборников (запас воздуха должен обеспечивать безаварийную остановку оборудования технологического комплекса при отключенном электропитании);

трубопроводы с соединительной, запорной и регулирующей арматурой.

2.13.2.4 Система сжатого воздуха низкого давления должна обеспечивать следующих потребителей:

систему контрольно-измерительных приборов;

пневмоуправляемую арматуру;

пневмопривод станции управления фонтанной арматурой и других потребителей.

2.13.2.5 Компрессоры и блоки осушки должны быть оборудованы местными постами контроля и управления, обеспечивающими:

выбор режимов управления «Местное/Автоматическое»;

управление пуском и остановом компрессоров и блоков осушки;

регулирование и автоматическое поддержание заданной производительности по давлению;

сигнализацию, индикацию, защиту и блокировку, необходимые для работы оборудования в нормальных и аварийных ситуациях.

2.13.2.6 В ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 индикация:

давления смазочного масла компрессоров;

влажности воздуха на выходе блоков осушки;

давления воздуха управления;

давления в воздухосборнике;

.2 сигнализация:

режима управления и работы компрессоров и блоков осушки;

повышения температуры воздуха на выходе компрессоров;

понижения давления смазочного масла компрессоров;

понижения давления воздуха управления;

понижения давления в воздухосборнике;

аварий и неисправностей компрессоров и блоков осушки.

2.13.2.7 Воздух, подаваемый в систему автоматики, должен быть предварительно осушен до температуры точки росы в соответствии с требованиями изготовителя оборудования, но, как правило, не выше -40 °С.

2.13.2.8 Система сжатого воздуха должна иметь ресивер, обеспечивающий запас сжатого воздуха для работы контрольно-измерительных приборов и средств автоматики в течение не менее 1 ч.

2.13.3 Система инертного газа (азота).

2.13.3.1 Система сжатого азота должна обеспечивать хранение и подачу потребителям инертного газа (азота) требуемых давлений и чистоты по содержанию кислорода. Как правило, ПНК/ПБУ/МСП должны оборудоваться единой системой инертного газа для всех потребителей.

2.13.3.2 Система сжатого азота низкого давления должна отвечать требованиям 3.9 части VI «Противопожарная защита» Правил классификации

и постройки морских судов в части не противоречащей настоящему разделу.

2.13.3.3 Система сжатого азота должна обеспечивать:

продувку оборудования и установок технологического комплекса до их ввода в эксплуатацию и перед техническим обслуживанием;

продувку факельных и вентиляционных коллекторов;

продувку уплотнений газовых компрессоров;

подачу сжатого инертного газа к оборудованию бурового комплекса;

зарядку гидропневмоаккумуляторов станции управления противовыбросового оборудования;

зарядку пневмокомпенсаторов пульсаций давлений буровых насосов;

2.13.3.4 В состав оборудования системы сжатого азота должны входить:

азотная станция;

компрессор дожимной;

ресивер;

баллоны;

трубопроводы;

контрольно-измерительные приборы.

2.13.3.5 Должен быть предусмотрен запас азота в баллонах на случай аварийных ситуаций, который должен находиться в режиме дежурного ожидания подключения в систему распределения азота.

2.13.3.6 Азотная установка должна быть оборудована местным постом контроля и управления, обеспечивающим работу в автоматическом режиме, необходимый объем сигнализации, индикации, защит и блокировок. Помещение азотной станции, в котором из-за утечек азота концентрация кислорода в окружающем воздухе может быть изменена, должно быть оборудовано средствами контроля и сигнализации минимального и максимального содержания кислорода в помещении (не менее 19 % и не более 23 % по объему). Сигнализация должна быть предусмотрена снаружи помещения и в ЦПУ.

2.13.3.7 В ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 индикация:

концентрации кислорода на выходе азотной установки;

давления азота после приемника азота и на выходе из дожимного азотного компрессора;

.2 сигнализация:

неисправностей;

аварии и высокой концентрации кислорода в азотной установке;

низкого давления азота после приемника азота и на выходе из дожимного азотного компрессора;

зарядки гидропневмоаккумуляторов станции управления противовыбросового оборудования;

зарядки пневмокомпенсаторов пульсаций давления буровых насосов.

2.13.4 Система смазки оборудования.

2.13.4.1 Система смазки оборудования должна обеспечивать выполнение следующих операций:

заправку маслом из бочек цистерн запаса масла или картеров механизмов,;

заправку маслом картеров механизмов;

выкачку отработанного масла из картеров механизмов;

выдачу отработанного масла из цистерны отработанного масла на судно-сборщик.

2.13.4.2 Система смазки оборудования должна отвечать требованиям разд. 1, 2 и 14 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов».

2.13.4.3 При больших разовых расходах масла от 0,5 $м^3$ и более следует применять стационарные цистерны запаса масла с подачей масла из цистерн переносными или стационарными маслоперекачивающими насосами в картеры механизмов.

2.13.4.4 Для заполнения маслом цистерн из бочек на открытых палубах или площадках следует предусматривать огороженные комингсом патрубки и переносные электронасосы.

2.13.4.5 Цистерны запаса масла и отработанного масла должны быть оборудованы обогревом.

2.13.4.6 Для сбора отработанного масла должна быть предусмотрена одна цистерна достаточной емкости с насосом. Выкачку отработанного масла следует производить через станции приема топлива и масла.

2.13.4.7 В ЦПУ должен обеспечиваться контроль и управление:

.1 остановка маслоперекачивающего насоса отработанного масла и маслоперекачивающего насоса чистого масла при опорожнении цистерн;

.2 индикация температуры и уровня в цистерне отработанного масла и цистернах запаса масла;

.3 сигнализация:

работы и перегрузки маслоперекачивающих насосов;

низкой и высокой температуры;

нижнего и верхнего уровней в цистерне отработанного масла и в цистернах запаса масла;

максимального уровня в цистерне отработанного масла.

2.13.5 Система технологической пресной воды.

2.13.5.1 Система технологической пресной воды должна обеспечивать пресной водой технологические процессы приготовления бурового раствора и обмыва технологического оборудования.

2.13.5.2 Система технологической пресной воды должна соответствовать требованиям разд. 1, 2 и 15 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.13.5.3 В состав системы должно входить следующее оборудование:

цистерны запаса пресной технической воды;

насосы для подачи воды на приготовление бурового и цементировочного растворов, к блоку коагуляции и флокуляции, электродегидраторам, электронасосам винтовой центрифуги и в цистерну химреагентов;

насосы для подачи воды на обмыв технологического оборудования, промывку коллекторов и цистерн;

пневмоцистерна.

2.13.5.4 Должен быть обеспечен контроль и управление на местном посту выбора режима управления насосами технологической пресной воды: «Местное/Дистанционное».

2.13.5.5 В ЦУП должны обеспечиваться:

.1 дистанционное управление пуском и остановкой насосов;

.2 индикация:

давления нагнетания насосов,

уровня в цистернах технологической пресной воды;

.3 сигнализация:

дистанционного режима управления;

работы, перегрузки и высокого давлении нагнетания насосов;

работы и неисправности опреснительных установок;

нижнего и верхнего уровней в цистернах технологической пресной воды.

2.13.5.6 При отсутствии пресной воды в аварийных случаях может быть предусмотрена подача в систему забортной воды от системы снабжения забортной водой.

2.13.6 Системы водяного охлаждения.

2.13.6.1 Общие требования.

2.13.6.1.1 Для охлаждения нефтегазового оборудования следует применять забортную или пресную воду в зависимости от требований технических условий на поставку оборудования.

2.13.6.1.2 Системы водяного охлаждения должны соответствовать требованиям разд. 1, 2 и 15 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.13.6.1.3 Прием морской воды для систем охлаждения должен осуществляться через рыбозащитные устройства (РЗУ). РЗУ должны быть рассчитаны с учетом требований национальных и/или международных стандартов. Пропускная способность РЗУ должна обеспечить работу всех насосов морской воды с максимальной расчетной производительностью, при этом, по крайней мере, одно РЗУ должно быть резервным. РЗУ следует располагать в зоне, защищенной от воздействия льда.

2.13.6.1.4 На приемных трубопроводах насосов морской воды должны быть установлены фильтры и счетчики приема морской воды. Должна быть предусмотрена возможность очистки фильтров без остановки насосов.

2.13.6.1.5 Если установленные на водозаборе РЗУ обеспечивают надлежащую фильтрацию морской воды, фильтры на приемных трубах насосов допускается не устанавливать.

2.13.6.1.6 Количество приемных и отливных отверстий с установленной на них приемной и отливной арматурой, расположенной ниже эксплуатационной ватерлинии ПНК/ПБУ/МСП, должно быть минимальным. Арматура, установленная на приемных и отливных отверстиях, должна иметь дистанционное закрытие.

2.13.6.1.7 Количество, производительность и напор насосов должны быть приняты с учетом обеспечения охлаждения оборудования на режиме максимальной нагрузки. При этом в резерве должно быть не менее одного насоса.

2.13.6.2 Система охлаждения механизмов нефтегазового оборудования пресной водой.

2.13.6.2.1 На местном посту управления системы должен быть переключатель выбора режима управления «Местное/Дистанционное».

2.13.6.2.2 Из ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 дистанционное управление пуском и остановкой насосов;

.2 индикация:

давления и температуры воды на входе в теплообменники;

давления и температуры воды на выходе из теплообменников;

на входе насосов;

на входе в контур охлаждения и коллектор;

уровня воды в расширительной цистерне;

.3 сигнализация:

выбранного режима управления;

работы, перегрузки, высокого и низкого давления насосов охлаждения на входе в контур охлаждения;

низкого уровня воды в расширительной цистерне.

2.13.6.3 Система охлаждения забортной водой.

2.13.6.3.1 На местном посту управления системы должен быть переключатель выбора режима управления «Местное/Дистанционное».

2.13.6.3.2 Из ЦПУ должно обеспечиваться:

.1 дистанционное управление пуском и остановкой охлаждающих насосов, открытием и закрытием клапанов приема забортной воды, клапанов подачи рабочей воды на рыбозащитные устройства;

.2 индикация:

давления нагнетания охлаждающих насосов;

давления, расхода и температуры в приемном трубопроводе забортной воды;

температуры сбрасываемой за борт воды;

.3 сигнализация:

дистанционного режима управления;

работы, перегрузки и понижении давления нагнетания насосов;

положения клапанов приема забортной воды и клапанов подачи рабочей воды на рыбозащитные устройства;

понижения давления в приемном трубопроводе забортной воды и рабочей воды на рыбозащитные устройства.

2.13.6.4 Система обмыва технологического оборудования забортной водой.

2.13.6.4.1 На местном посту управления системы должен быть переключатель выбора режима управления «Местное/Автоматическое».

2.13.6.4.2 В ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 индикация давления в пневмоцистерне;

.2 сигнализация:

автоматического режима управления;

работы и перегрузки насосов;

низкого и высокого давления в пневмоцистерне.

2.13.7 Система нагнетания химреагентов.

2.13.7.1 Как правило, должны применяться следующие химреагенты:

реагенты для предупреждения гидрато-образования;

реагенты для предупреждения парафино-образования;

реагенты для предупреждения солеотложения;

деэмульгаторы нефти;

ингибиторы коррозии;

реагенты для предупреждения пенообразования.

Тип применяемых химреагентов определяется проектом и зависит от состава пластовой продукции.

2.13.7.2 В местах подачи химреагентов в трубопроводы должны быть установлены невозвратные клапаны.

2.13.7.3 Химически несовместимые вещества должны храниться таким образом, чтобы исключить их взаимодействие.

2.13.7.4 Трубопроводы от станции приема химреагентов до емкости хранения должны быть выполнены таким образом, чтобы обеспечить их опорожнение самотеком.

2.13.7.5 Оборудование для опорожнения транспортных емкостей должно быть расположено в зоне, имеющей герметичную отбортовку по периметру. Стационарные трубопроводы и гибкие шланги должны быть защищены от возможных повреждений при проведении погрузочно-разгрузочных операций.

2.13.7.6 Системы нагнетания, содержащие криогенные продукты (например, жидкий азот), должны располагаться на отдельных площадках, имеющих герметичную отбортовку. Объем огражденного пространства должен быть достаточным для сбора всех возможных утечек и предотвратить влияние низких температур на другие конструктивные элементы ПНК/ПБУ/МСП.

2.13.7.7 В зоне работы с химреагентами должна находиться защитная одежда и станция для промывки глаз.

2.13.7.8 Объем всех емкостей для хранения должен быть рассчитан на хранение запаса на весь период автономности ПНК/ПБУ/МСП. Система должна иметь необходимую степень резервирования.

2.13.8 Система освоения и промывки скважин.

2.13.8.1 В состав системы освоения и промывки скважин должны входить:

насос освоения;

емкость освоения и промывки скважин;

трубопроводы, запорная и предохранительная арматура;

средства контроля и управления.

2.13.8.2 Система освоения и промывки скважин должна обеспечивать:

циркуляцию жидкости в скважине с заменой промывочной жидкости на воду, газ или воздух;

сбор и направление на утилизацию продукции промывки скважин;

замер дебита скважин;

безопасную остановку скважины в случае возникновения нештатной ситуации.

ЧАСТЬ III. СИСТЕМЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ, СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ОТГРУЗКИ ПРОДУКЦИИ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на технологический комплекс — технологическое оборудование (технические устройства), устанавливаемое на ПНК/ПБУ/МСП и предназначенное для выполнения цикла работ по добыче, сбору, подготовке и отгрузке продукции на морском шельфе.

1.1.2 Объекты технического наблюдения Регистра в части оборудования для добычи, подготовки и отгрузки продукции указаны в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП в разд. 7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за системами для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции ПНК/ПБУ/МСП при их изготовлении, монтаже и эксплуатации, а также требования к объему технической документации, предъявляемой на одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.2 Комплектующее оборудование для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции: технические устройства, системы, механизмы и т. д., указанные в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП подлежат подтверждению соответствия (сертификации) требованиям Правил с выдачей документов Регистра, указанных в 8.1.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

Системы добычи, подготовки и отгрузки продукции, указанные в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП подлежат техническому наблюдению Регистра на соответствие требованиям Правил при их монтаже и испытаниях на ПНК/ПБУ/МСП.

1.2.3 При соответствии оборудования для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции требованиям Правил по результатам технического наблюдения за постройкой ПНК/ПБУ/МСП этим сооружениям в символ класса Регистра вводятся дополнительные словесные характеристики в соответствии с 6.3 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.4 Оборудование для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции, установленное на ПНК/ПБУ/МСП под техническим наблюдением Регистра, подлежит периодическим освидетельствованиям в эксплуатации в целях подтверждения соответствия требованиям Правил и подтверждения/продления класса ПНК/ПБУ/МСП в части нефтегазового оборудования в соответствии с требованиями разд. 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.5 Механизмы, системы трубопроводов, грузоподъемные устройства, теплообменные аппараты, сосуды давления, материалы и средства автоматизации, входящие в состав бурового и технологического комплексов, должны соответствовать требованиям частей IV — IX.

1.2.6 Оборудование для добычи, подготовки и отгрузки продукции ПНК/ПБУ/МСП, должно сохранять работоспособность при условиях, указанных в 1.3 части II «Системы и оборудование для бурения».

1.3 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ

1.3.1 Расположение механизмов и оборудования должно отвечать требованиям раздела 4 части VII «Механические установки» Правил классификации и постройки морских судов в той мере, насколько они приемлемы и достаточны.

1.3.2 Производственные помещения технологического комплекса ПНК/ПБУ/МСП, где осуществляется сбор, подготовка и транспортировка скважинной продукции, в обязательном порядке должны быть оснащены:

системой контроля воздушной среды;

датчиками пожарной сигнализации;

приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением.

1.3.3 Системы должны быть укомплектованы средствами измерения, контроля, автоматики, управления и блокировки в соответствии с проектом.

Подводящие и отводящие трубопроводы технологических аппаратов, сосудов или резервуаров, в которых обращаются горючие газы, легковоспламеняющиеся или горючие жидкости, должны быть оснащены дистанционно и в необходимых случаях автоматически

управляемой (по сигналам систем противоаварийной защиты) запорной арматурой.

1.3.4 Производственные помещения технологического комплекса должны быть оборудованы сигнализацией с выводом показателей основных технологических параметров и показаний состояния воздушной среды в помещении на центральный пульт управления ПНК/ПБУ/МСП (см. разд. 2 части IX «Специальные требования по обеспечению взрывопожаробезопасности»).

1.3.5 В производственных помещениях, в которых размещаются оборудование, технологические емкости и трубопроводы с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, не допускается использование несплошных полов.

1.3.6 Компоновка оборудования, технологических емкостей и трубопроводов с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями должна предотвращать растекание проливов за пределы производственных помещений и открытых участков палуб. Эти производственные помещения должны оборудоваться закрытыми дренажными системами, технические характеристики которых обеспечивают пожаробезопасный аварийный слив всего содержимого из оборудования, технологических емкостей и трубопроводов в специальные емкости.

1.3.7 Технологические емкости для нефтесодержащих стоков, химических реагентов и горючих жидкостей следует оборудовать системами автоматического предотвращения их переполнения, устройствами дистанционного измерения уровня жидкости и сигнализацией.

1.3.8 Максимальный уровень жидкости в технологических емкостях должен определяться расчетом с учетом времени срабатывания исполнительных механизмов системы автоматического предотвращения их переполнения, в том числе и от теплового расширения жидкости при хранении.

1.3.9 Конструкция оборудования и технологических емкостей, при возможности возникновения в них вакуума, должна предусматривать трубопроводы подачи инертного газа для исключения образования взрывоопасных смесей.

1.3.10 Нефтегазовое оборудование, технологические емкости и трубопроводы, опорожнение которых при возникновении пожара невозможно, должны быть оборудованы предохранительными клапанами, обеспечивающими сброс избыточного давления.

1.3.11 Нагревательные устройства оборудования и технологических емкостей с горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями должны оборудоваться:

средствами регулировки температуры;

автоматическими устройствами отключения нагревательных элементов при достижении предельной температуры;

сигнализацией о неисправностях и превышении допустимой температуры.

1.3.12 На ПНК/ПБУ/МСП объекты групповых установок комплексной подготовки газа, технологический процесс в которых связан с применением огня, должны располагаться на максимально возможном удалении (не менее 15 м) от аппаратов, содержащих газ, ЛВЖ, ГЖ, а также от добывающих и бурящихся скважин.

1.3.13 Помещения с установленным нефтегазовым оборудованием должны иметь не менее двух выходов.

1.3.14 Объекты управления должны иметь сигнальные устройства предупреждения отключения объектов и обратную связь с ЦПУ.

1.3.15 Каждый управляемый с ЦПУ объект должен иметь систему блокировки и ручное управление непосредственно на объекте.

1.3.16 Сбросы с предохранительных клапанов на технологическом оборудовании, а также из коммуникаций должны быть направлены в емкость (каплеотбойник), а газ — в системы сброса или утилизации. Продувка, разрядка и прокачка коммуникаций и скважин должны осуществляться через блок продувки с последующей откачкой жидкости насосами.

1.3.17 Обвязка емкостей для хранения ЛВЖ и ГЖ должна обеспечивать в случае аварии с резервуаром возможность перекачки продукта из одного резервуара в другой.

1.3.18 Емкости должны быть оборудованы устройствами дистанционного (автоматического) измерения уровня жидкости (без необходимости открытия люков, штуцеров или патрубков, установленных на них).

1.3.19 Емкости для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть оборудованы дыхательной, предохранительной и запорной арматурой, пробоотборными и уровнемерными устройствами.

1.3.20 Способ размещения запорной арматуры, насосного оборудования, разъемных соединений и других источников возможных утечек горючих веществ должен обеспечивать сбор и пожаробезопасное удаление возможных утечек (например, путем использования поддонов, дренажных систем и т. п.).

1.3.21 Размещение оборудования должно обеспечить удобство и безопасность его эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций или локализации аварий. Оборудование необходимо максимально располагать на открытых палубах и платформах ПНК/ПБУ/МСП, доступных для тушения пожаров водяными струями, в том числе с пожарных судов.

1.3.22 Для проведения ремонтных и профилактических работ должна быть предусмотрена конструктивная возможность подключения линий

воды, пара, инертного газа для продувки (промыв-ки) их перед вводом или выводом из эксплуатации, а также перед проведением ремонтных и регламентных работ для оборудования, технологических емкостей и трубопроводов, в которых возможно наличие горючих жидкостей и газов.

1.3.23 На функциональных границах раздела между блоками систем должна быть установлена запорная арматура, позволяющая производить отключение блоков по команде системы ПАЗ (ESD) (см. разд. 2 части IX «Специальные требования по обеспечению взрывопожаробезопасности»).

1.3.24 Вспомогательные и обслуживающие системы (система выработки пара, горячего теплоносителя, охлаждения, сжатого воздуха, дренажа и т. д.), которые обслуживают системы, содержащие токсичные или взрывопожароопасные вещества, не должны контактировать с подобными системами, расположенными в безопасных зонах.

1.3.25 Для технологического оборудования и трубопроводной арматуры должен быть установлен допустимый срок службы с учетом конкретных условий эксплуатации. Данные о сроке службы должны приводиться изготовителем в паспортах оборудования и трубопроводной арматуры. Расчетный срок эксплуатации должен быть указан в проектной документации и в паспорте оборудования.

1.3.26 Должен быть обеспечен необходимый резерв оборудования в соответствие с одобренным Регистром проектом.

1.3.27 Проектом должен быть установлен заданный период автономности работы системы (как правило, не менее 15 суток).

1.3.28 Должны предусматриваться системы коррозионной защиты и системы контроля коррозионного износа. Требования к системам коррозионной защиты определяются в соответствии с проектом в зависимости от условий эксплуатации.

1.3.29 Конструктивные особенности и/или системы противоаварийной защиты технологического оборудования должны предотвращать возможность попадания аварийных утечек горючих газов и жидкостей на пути и маршруты эвакуации, предусматриваемые проектом, в течение времени, необходимого для эвакуации людей.

1.3.30 Сообщение внутреннего пространства технологических аппаратов, резервуаров и трубопроводов горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей с окружающей атмосферой должно предусматриваться только через предназначенные для этих целей технологические линии и дыхательные устройства, оборудованные пламепрерывателями.

1.3.31 При невозможности сброса горючих газов или паров на факельные установки их выпуск в атмосферу должен осуществляться вне пределов помещений ПНК/ПБУ/МСП. Расположение источников выбросов горючих газов или паров должно быть определено расчетом, исходя из пожаровзрывобезопасных условий их рассеивания в атмосфере.

1.3.32 На выкидных линиях скважин перед блочной установкой по замеру и сепарации продукции скважин должны быть установлены невозвратные клапаны.

1.3.33 Для технологического оборудования, которое в процессе эксплуатации подвергается вибрации, следует предусматривать мероприятия по защите от вибрационных нагрузок.

1.3.34 Типовая схема размещения оборудования на палубе ПНК приведена в Приложении 2.

2 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ КОМПЛЕКСА ДОБЫЧИ, СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ОТГРУЗКИ ПРОДУКЦИИ

2.1 СИСТЕМА СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

2.1.1 Система сбора продукции скважин ПНК/ПБУ/МСП должна быть герметичной и исключать создание опасных концентраций взрывоопасных и токсичных веществ в окружающей среде на всех режимах работы.

2.1.2 Устья скважин должны быть оснащены фонтанной арматурой, рассчитанной на максимально возможное давление на устье скважины, возникающее в процессе эксплуатации. Подводящие и отводящие трубопроводы системы сбора скважинной продукции должны быть оснащены дистанционно управляемой (по сигналам системы противоаварийной автоматической защиты — ПАЗ) запорной арматурой.

2.1.3 Фонтанная арматура должна соответствовать требованиям признанных Регистром стандартов.

2.1.4 Расстояние между фонтанной арматурой по сетке скважин должно быть не менее:

расстояние между устьями нефтяных скважин — 2,4 м;

расстояние между устьями газовых и газоконденсатных скважин — 3 м.

2.1.5 Фонтанные арматуры должны быть надежно защищены от возможного падения грузов и инструмента при грузоподъемных операциях.

2.2 СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧНЫМИ СКВАЖИНАМИ

2.2.1 Каждая скважина должна быть оборудована:

внутрискважинным клапаном-отсекателем, обеспечивающим возможность

герметизации эксплуатационных скважин при разрушении фонтанной арматуры,

возникновении пожара или других аварийных ситуациях;

фонтанной арматурой со стволовыми задвижками-отсекателями с дистанционным

управлением и задвижками-отсекателями с дистанционным управлением на выкидных линиях.

2.2.2 Для управления скважинным оборудованием должны быть применены:

станции дистанционного управления фонтанной арматурой;

станция управления внутрискважинными клапанами-отсекателями;

устройство дистанционного управления задвижками фонтанной арматуры.

Оборудование должно устанавливаться в отдельном помещении вне взрывоопасной зоны, изолированном от района устьев скважин (района установки фонтанной арматуры) и на расстоянии не более 30 метров от него (см. также часть IX «Специальные требования к обеспечению взрывопожаробезопасности» и часть X «Оценка безопасности»).

2.2.3 Работоспособность внутрискважинных клапанов-отсекателей и задвижек-отсекателей должна проверяться по графику в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя данного оборудования.

2.2.4 Продувка и разрядка скважин, трубопроводов, сепараторов и т.п. должны проводиться через блок продувки и разрядки.

2.2.5 Фонтанная арматура и скважинные клапаны-отсекатели должны обеспечивать:

.1 дистанционное управление из ЦПУ:

открытие и закрытие задвижек фонтанной арматуры и клапана подачи газа на газлифт;

закрытие клапанного отсекателя;

.2 автоматический пуск и остановку насосов гидравлики;

.3 индикацию в ЦПУ:

уровня в емкости масла гидравлической системы;

давления в гидравлических коллекторах высокого и низкого давления;

давления в скважине;

давления газа на газлифт;

.4 сигнализацию в ЦПУ:

открытого/закрытого положения задвижек, клапана отсекателя фонтанной арматуры и клапана подачи газа на газлифт;

низкого уровня в емкости гидравлической системы;

низкого давления в магистрали подачи воздуха в станцию управления;

низкого давления в гидравлическом коллекторе высокого давления;

низкого давления в гидравлическом коллекторе низкого давления;

высокого давления в скважине;

загрязненности фильтров рабочей жидкости гидравлической системы.

2.3 СИСТЕМА ДОБЫЧНЫХ РАЙЗЕРОВ

2.3.1 Техническое наблюдение Регистра за добычными райзерами ведется в соответствии с требованиями признанных Регистром стандартов и одобренной технической документации.

2.4 СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

2.4.1 Система подготовки продукции скважин должна быть герметичной и исключать создание опасных концентраций взрывоопасных и токсичных веществ в окружающей среде на всех режимах работы. В обоснованных случаях допускается применение оборудования, в котором по паспортным данным возможны регламентированные утечки горючих веществ (с указанием допустимых величин этих утечек в рабочем режиме). В проектной документации должен быть определен порядок их сбора и отвода.

2.4.2 Должны быть предусмотрены системы аварийной сигнализации и отключения, работающие в составе АСУ ТП.

2.4.3 Системы и их компоненты должны рассчитываться на наиболее неблагоприятное сочетание давления и температуры, а также условий окружающей среды, движения ПНК/ПБУ/МСП и влияние других внешних условий и нагрузок, включая кратковременные.

2.4.4 При определении нагрузок, возникающих в оборудовании, должны, как правило, учитываться нагрузки, возникающие при:

холодном пуске;

остановке, изменения режима;

полной остановки;

гидроударах, изменениях давления;

волновых колебаниях давления и температуры в системе;

сбросе давления и опорожнение;

наборе давления;

отказе системы технологического охлаждения;

нагрев выше допустимой температуры (например, при пожаре).

2.4.5 Рабочее давление системы рассчитывается исходя из максимального ожидаемого давления от скважин, или предусматривается система редуцирования с защитой от превышения давления после дросселя.

2.4.6 Технологическая схема работы системы должна исключать возможность повышения давления выше допустимых значений в ее отдельных элементах (аппараты, участки трубопроводов) как при нормальной эксплуатации, так и при аварийных ситуациях.

2.4.7 Все емкостное технологическое оборудование, находящееся под избыточным давлением, необходимо оборудовать устройствами, обеспечивающими сброс давления при воздействии на него избыточного тепла.

2.4.8 Система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) АСУ ТП должна обеспечивать перевод технологического оборудования в безопасное состояние (герметизация скважин, отсечение технологических аппаратов, сброс избыточного давления в системы сброса или утилизации, опорожнение оборудования в закрытую дренажную систему и т. д.).

2.4.9 Должна быть исключена возможность попадания аварийных утечек легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и горючих газов на пути эвакуации персонала.

2.4.10 Надежность работы систем АСУ ТП (в том числе системы аварийной автоматической защиты, систем предотвращения переполнения аппаратов, систем обнаружения горючих газов и/или паров, систем контроля давления и т. д.) должна обеспечиваться при необходимости резервированием элементов, обеспечивающих выполнение функционального назначения систем. Размещение резервных средств управления и контроля систем должно обеспечивать возможность управления ими персоналом при различных сценариях развития аварии.

2.4.11 Должны быть предусмотрены средства автоматического самоконтроля исправности указанных элементов, обеспечивающие сигнализацию персоналу о неисправности элементов систем противоаварийной защиты.

2.4.12 Технологические системы должны быть разделены на сегменты, каждый сегмент должен отсекаться от другого клапаном, управляемым системой аварийного останова (ПАЗ) (см. разд. 2 части IX «Специальные требования взрывопожаробезопасности»).

2.4.13 В качестве отсечных устройств системы ПАЗ используются следующие:

задвижки фонтанной арматуры;

скважинный клапан-отсекатель, связанный с фонтанной арматурой;

клапан на трубопроводе (райзере);

отсечные клапаны между секциями системы с различным расчетным давлением;

клапаны между различными ступенями технологического процесса.

2.4.14 При необходимости должны быть предусмотрены герметичные системы ввода химреагентов в аппараты и трубопроводы системы.

2.4.15 Теплообменники с различным давлением между газом и хладоагентом должны оборудоваться быстросрабатывающими предохранительными устройствами на стороне низкого давления.

2.4.16 Места расположения точек выхода паров из системы регенерации гликоля должны выбираться с учетом наличия в парах ароматических углеводородов и их влияния на персонал.

2.4.17 Сбросы газов (паров) от предохранительных клапанов, установленных на оборудовании с горючими газами и жидкостями, должны направляться в системы сброса или утилизации.

2.4.18 Технологическое оборудование и трубопроводы для защиты от статического электричества должны быть заземлены.

2.4.19 Теплоизоляция технологического оборудования платформы должна выполняться из негорючих материалов.

2.4.20 Расчетные значения толщин стенок технологического оборудования и трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в условиях воздействия коррозионно-агрессивных веществ, должны приниматься из условия ограничения рабочих напряжений не более 0,4 нормативного предела текучести с учетом минусового допуска на изготовление.

2.4.21 Должна быть предусмотрена герметичная, закрытая дренажная система для полного слива токсичных жидкостей (при необходимости включающая емкости для их нейтрализации) и обвязка для подачи в оборудование азота, пара или жидкости для вытеснения остатка токсичной среды в закрытую дренажную систему или системы утилизации.

2.4.22 Хранение токсичных жидкостей должно быть предусмотрено преимущественно в герметичных емкостях с газодинамическим режимом эксплуатации с «азотным» дыханием, при этом цистерны и танки должны быть оборудованы сигнализатором предельного верхнего уровня заполнения, сблокированным с насосным оборудованием, и системой аварийного слива избытка жидкости в дренажную систему.

2.4.23 Системы противоаварийной защиты взрывоопасных технологических процессов должны обеспечить предупреждение образования взрывоопасной среды в технологическом оборудовании при всех возможных режимах его работы, а также

безопасную остановку производства при возможных аварийных ситуациях.

2.4.24 Все агрегаты специального назначения, используемые во взрывопожароопасных зонах, должны применяться во взрывобезопасном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией и системой освещения.

2.4.25 С целью предупреждения аварийных разливов и выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду должно быть предусмотрено:

установка ограждений в районах возможных разливов нефтесодержащей жидкости;

наличие открытой дренажной системы опасных стоков, обеспечивающей сбор нефтесодержащей жидкости из районов возможных разливов, в цистерну сбора дренажных стоков;

наличие систем сброса или утилизации газа из технологического оборудования при его профилактике и ремонте, а также при аварийных ситуациях.

2.5 ФАКЕЛЬНАЯ СИСТЕМА И СИСТЕМА ОТВОДА ГАЗОВ

2.5.1 Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях:

срабатывании устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, ручном сбросе, а также освобождении технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях с помощью автоматических систем, а также с применением дистанционно управляемой запорной арматуры;

постоянных, предусмотренных технологическим регламентом, сбросах;

периодических сбросах газов и паров (в том числе при испытаниях скважин), пуске, наладке и остановке технологического оборудования.

2.5.2 Факельные системы в составе технологического комплекса ПНК/ПБУ/МСП должны удовлетворять требованиям национальных органов надзора.

2.5.3 Подводы продуктов сброса к факельным сепараторам высокого и низкого давления должны группироваться в коллекторы по рабочему давлению и выполняться раздельными для факельных систем высокого и низкого давления.

2.5.4 Факельная стрела должна располагаться в противоположной стороне от жилого блока и с учетом преобладающего направления ветра.

2.5.5 В составе факельной установки должны быть предусмотрены:

факельный ствол;

оголовок с газовым затвором;

средства контроля и автоматизации;

дистанционное электрозапальное устройство;

подводящие трубопроводы газа на запал и горючей смеси;

дежурные горелки с запальниками;

устройство для отбора проб.

2.5.6 Факельная установка должна быть оснащена устройством регулирования давления топливного газа, подаваемого на дежурные горелки.

2.5.7 Расчет высоты факельной стрелы должен выполняться в соответствии с действующими стандартами, исходя из допустимого теплового воздействия на персонал, конструкции и оборудование ПНК/ПБУ/МСП.

2.5.8 Материалы факельного оголовка, дежурных горелок, обвязочных трубопроводов, деталей крепления должны выбираться с учетом их нагрева от теплового излучения факела.

2.5.9 Обвязочные трубопроводы на участке факельного ствола должны выполняться из бесшовных жаропрочных труб.

2.5.10 Место размещения и конструкция факельной установки должна исключать возможность образования взрывоопасных смесей в зоне размещения технологического оборудования, модулей и сооружений ПНК/ПБУ/МСП, в местах возможного нахождения людей и возникновения источников зажигания при срыве пламени во время аварийного сброса.

2.5.11 Факельные и сепарационные установки должны соответствовать ожидаемым условиям работы по давлению и производительности по каждой фазе сбрасываемого флюида.

2.5.12 Конструкция трубопроводов, запорной арматуры, предохранительных устройств и прочего оборудования системы должна быть рассчитана на наличие в потоке гидратов, газожидкостной смеси, понижение или повышение температуры в процессе работы в нормальных и аварийных условиях работы.

2.5.13 Врезка трубопроводов сброса газов в факельный коллектор должна производиться сверху в целях исключения заполнения их жидкостью.

2.5.14 Факельные коллекторы и трубопроводы должны быть минимальной длины и иметь минимальное число поворотов.

2.5.15 Факельные коллекторы и трубопроводы должны быть самодренируемыми. Уклон в сторону устройства для сбора жидкости (сепаратора) должен быть не менее 0,003.

2.5.16 Факельная установка должна быть оснащена сепараторами, насосами и устройствами для отвода конденсата.

2.5.17 Включение и выключение насосов для откачки конденсата из сепараторов факельной системы должно осуществляться как автоматически, так и с места их установки. Количество насосов должно обеспечивать 100 % резервирование.

2.5.18 Запорная арматура, установленная совместно с предохранительными устройствами,

должна иметь блокировку в открытом положении и быть постоянно открытой.

2.5.19 На факельных коллекторах и трубопроводах запрещается устанавливать сальниковые компенсаторы.

2.5.20 Должна быть предусмотрена подача продувочного инертного газа в трубопроводы системы. Содержание кислорода в продувочных и сбрасываемых газах и парах не должно превышать 50 % минимального взрывоопасного содержания кислорода.

2.5.21 Конструкция факельной системы должна обеспечивать защиту технологического оборудования от давления противотоков при сбросе.

2.5.22 Факельная система должна быть оборудована устройством для непрерывного контроля за процессом воспламенения и системой автоматического и дистанционного розжига с выводом сигнала на пульт управления.

2.5.23 Должно быть предусмотрено автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурные горелки, и количества продувочного газа, подаваемого в начало факельного коллектора.

2.5.24 Система розжига должна быть обеспечена 100 % резервированием, что должно обеспечивать:

минимум 2 попытки в каждой последовательности;

параллельные компоненты для устранения источников одиночного отказа.

2.5.25 Факельный сепаратор должен быть расположен в нижней точке факельной системы и должен оснащаться датчиком предельного верхнего уровня, с выводом сигнала в АСУ ТП.

2.5.26 При установке факельных сепараторов высокого и низкого давления на открытых палубах и/или пространствах должны быть приняты меры по предотвращению замерзания жидкости в них.

2.5.27 Огнепреградители, установленные в системе, должны отвечать требованиям национальных норм пожарной безопасности.

2.5.28 Контроль за работой факельных систем и дистанционное управление ими должны осуществляться:

для общей факельной системы — из собственного помещения управления (операторной, ЦПУ) или из помещения управления одной из технологических установок, сбрасывающих газ в факельную систему;

для отдельной и специальной факельных систем — из помещений управления одной из технологических установок, сбрасывающих газ.

2.5.29 Факельные системы должны быть оборудованы техническими средствами, обеспечивающими постоянную регистрацию (с выводом показаний в ЦПУ) следующих данных:

расхода продувочного газа в факельный коллектор и газовый затвор;

уровня жидкости в сепараторах, сборниках конденсата;

уровня жидкости в факельном гидрозатворе;

количества сбросных газов и паров, а также конденсата, возвращаемых с установки сбора углеводородных газов и паров;

температуры жидкости в факельном гидрозатворе.

2.5.30 Факельные системы должны быть оснащены средствами сигнализации (с выводом сигналов в ЦПУ), срабатывающими при достижении следующих параметров:

минимально допустимом расходе продувочного газа в коллектор и газовый затвор;

минимально допустимом давлении или расходе топливного газа на дежурные горелки;

погасании пламени дежурных горелок;

образовании разрежения у основания факельного ствола, равного или более 1000 Па;

минимально и максимально допустимых уровнях жидкости в сепараторах, сборниках конденсата;

минимально допустимом уровне жидкости в факельных гидрозатворах;

максимально допустимой температуре газов, поступающих в грузовые емкости;

минимально допустимой температуре в факельных гидрозатворах;

включении насосов по откачке конденсата;

включении компрессоров;

наличии горючих газов и паров в количестве 20 % нижнего концентрационного предела воспламеняемости в помещениях компрессорной и гидрозатвора;

с дублированием звукового и светового сигналов и расположением указанных средств сигнализации над входной дверью, а также на наружных установках в местах размещения, сепараторов, газгольдеров и насосов.

2.5.31 Для контроля давления топливного газа и воздуха в системе зажигания и в линиях до регулирующих клапанов или вентилей, давления пара, уровня жидкости и температуры в сепараторах и сборниках конденсата должны быть установлены дублирующие приборы по месту.

2.5.32 В факельных системах должно быть обеспечено автоматическое управление (с учетом инерционности срабатывания КИП и средств автоматики и времени открытия запорной арматуры):

подачи инертного газа в газовый затвор при разрежении в факельном коллекторе, равном или превышающем 1000 Па;

подачи инертного газа в начало факельного коллектора при прекращении подачи продувочного (топливного) газа (допускается вариант работы с постоянной подачей азота с обязательным обоснованием в проектной документации);

удаления конденсата из сепараторов и сборников конденсата, кроме имеющих постоянный слив через гидрозатвор, по достижении максимального уровня.

2.5.33 Устройство лестниц и площадок должно отвечать требованиям 2.1.2 части II «Системы и оборудование для бурения».

2.6 СИСТЕМЫ СБРОСА ДАВЛЕНИЯ И ОТВОДА ГАЗОВ В АТМОСФЕРУ

2.6.1 Система сброса давления должна обеспечивать безопасность сброса и рассеивания углеводородов в штатном и аварийном режимах работы.

2.6.2 Места сброса из предохранительных устройств должны быть расположены безопасно по отношению к остальному оборудованию ПНК/ПБУ/МСП.

2.6.3 Система сброса давления должна быть связана с системой аварийной остановки АСУ ТП и работать по сигналу от нее в соответствие с алгоритмом работы АСУ ТП.

2.6.4 Системы отвода газов должны обеспечить отвод горючих газов и/или паров в атмосферу вне пределов помещений и сооружений платформы. Конструкция систем отвода газов должна исключить возможность образования взрывоопасных смесей (исходя из пожаровзрывобезопасных условий их рассеивания в атмосфере) в зоне размещения технологического оборудования и сооружений платформы, в местах возможного нахождения людей и возникновения источников зажигания.

2.6.5 Открытый выпускной газопровод должен иметь:

проволочную сетку или вентиляционный патрубок на выходном оголовке;

огнепреградитель;

дренажный клапан для слива в зоне возможного скопления жидкости.

2.6.6 Система сброса давления должна быть оборудована дыхательной, предохранитель-ной и запорной арматурой.

2.6.7 Система отвода газов должна быть оборудована средствами защиты от распространения пламени (огнепреградителями, жидкостными затворами и т. п.). Средства защиты от распространения пламени могут не устанавливаться при условии подачи в эти линии инертных газов в количествах, исключающих образование в них взрывоопасных смесей.

2.6.8 На открытых палубах и пространствах трубопроводы системы сброса давления должны иметь тепловую изоляцию и/или на них должны быть установлены системы обогрева для предотвращения конденсации и кристаллизации веществ.

2.7 СИСТЕМА СБОРА, ПОДГОТОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, В ТОМ ЧИСЛЕ И ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД

2.7.1 Опасными считаются стоки, которые содержат или могут содержать (в аварийных ситуациях) горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, а так же те, которые могут выделяться загрязняющими веществами, опасными для окружающей среды.

2.7.2 На ПНК/ПБУ/МСП должны быть оборудованы:

открытая дренажная система опасных стоков;

закрытая дренажная система опасных стоков.

2.7.3 Закрытая дренажная система опасных стоков должна быть полностью отделена от открытой дренажной системы опасных стоков.

2.7.4 Устройство дренажных сетей должно исключать возможность распространения по ним аварийных утечек горючих веществ с одного участка платформы на другой. Сети дренажных систем должны выполняться из негорючих материалов.

2.7.5 Во избежание загазованности территории, установки и распространения огня по дренажной системе во время пожара на ней должны быть установлены гидравлические затворы или шпигаты с закрытием. Слой воды, образующий затвор, должен быть высотой не менее 0,25 м.

2.7.6 Гидравлические затворы и трубопроводы дренажных систем должны предохраняться от замерзания.

2.7.7 Сброс в одну дренажную систему различных стоков, смешение которых может привести к реакциям, сопровождающимся выделением тепла, образованием горючих и вредных газов, а также выпадающих твердых осадков не допускается.

2.7.8 Закрытая дренажная система должна обеспечивать взрывопожаробезопасный сброс и удаление из технологического оборудования стоков, содержащих горючие жидкости и газы при нормальном режиме работы, регламентных и ремонтных работах, а также при аварийных ситуациях.

2.7.9 Сбрасываемые в закрытую дренажную систему стоки должны собираться в емкости закрытой дренажной системы для дегазации. Выделяющийся в закрытой дренажной системе газ должен направляться в систему отвода газов или в факельную систему. Дренажная жидкость из емкости закрытой дренажной системы должна откачиваться насосами в технологический процесс подготовки пластовой продукции.

2.7.10 Параметры закрытой дренажной системы (производительность и емкость) должны обеспечивать опорожнение технологического оборудования платформы.

2.7.11 Сбросы от оборудования с различным расчетным давлением должны быть объединены в

коллекторы в соответствии с расчетным давлением оборудования. Должны быть приняты конструктивные меры, исключающие попадание флюидов из высоконапорной части системы в низконапорную.

2.7.12 Открытая дренажная система опасных стоков должна обеспечивать пожаровзрывобезопасный сбор и удаление жидких отходов (стоков) при нормальном режиме работы, регламентных и ремонтных работах, а также при авариях с открытых и закрытых площадок и зон ПНК/ПБУ/МСП.

2.7.13 Опасные стоки от технологического оборудования эксплуатационного комплекса, расположенного в районе устьев скважин, в помещениях и на открытых пространствах палубы, должны направляться в цистерну сбора дренажных стоков.

2.7.14 Опасные стоки из цистерны сбора дренажных стоков должны откачиваться в технологическую систему подготовки пластовой продукции или на судно-сборщик.

2.7.15 Цистерна сбора дренажных стоков открытой дренажной системы, место ее размещения, а также приемных отверстий для стоков, в которых возможно образование взрывоопасных газопаровоздушных смесей следует оборудовать сигнализаторами довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров с подачей сигналов от них в ЦПУ.

2.7.16 Параметры открытой дренажной системы опасных стоков (пропускная способность и вместимость) должны обеспечивать пожаровзрывобезопасный слив легковоспламеняющихся и горючих жидкостей при возможных авариях.

2.7.17 На подводящих трубопроводах цистерны сбора дренажных стоков необходимо предусмотреть гидравлические затворы, предотвращающие выход горючих газов и паров из указанной цистерны. Высота столба жидкости в гидравлическом затворе должна быть не менее 0,25 м.

2.7.18 Все емкости дренажных систем должны быть оборудованы уровнемерами. Сигнализация о достижении предельно допустимого уровня жидкости в указанных емкостях должна быть выведена в ЦПУ. При необходимости емкости дренажных систем должны иметь обогрев.

2.7.19 Дренажные системы должны исключать попадание неочищенных стоков в окружающую среду.

2.7.20 Система контроля и управления блоков гидроциклонов пластовой воды должна обеспечивать:

автоматическое регулирование выхода нефти на повторную дегазацию, а также выхода подготовленной воды;

сигнализацию в ЦПУ о высоком и низком перепаде давления пластовой воды на гидроциклоне.

2.7.21 Система контроля и управления буферной емкости дегазации должна обеспечивать:

автоматическое регулирование в емкости: давления газа, уровня нефтяной фазы, уровня воды;

аварийное закрытие клапанов на манифольдах: приема воды в емкость, выдачи газа, воды и нефти из емкости;

сигнализация в ЦПУ: о высоком и низком уровне воды и нефти в емкости, о высоком и низком давлении газа в емкости, о предельно высоком и предельно низком уровне воды и нефти в емкости, о предельно высоком давлении газа в емкости, о положении «открыто/закрыто» клапанов на манифольдах приема и выдачи продукции.

2.7.22 Система контроля и управления бустерными насосами закачки воды к фильтрам должна обеспечивать:

.1 аварийный останов бустерных насосов;

.2 автоматическое регулирование по каждому насосу подачи воды на насосы закачки;

.3 сигнализацию в ЦПУ:

высокого и низкого расхода воды;

засорения фильтров.

2.7.23 Система контроля и управления насосами закачки воды должна обеспечивать:

.1 выбор режима управления насосами закачки воды:

на местном посту: «Местное/Дистанционное»;

в ЦПУ: «Дистанционное/Автоматическое»;

.2 дистанционный из ЦПУ пуск и остановку насосов закачки воды;

.3 аварийный останов насосов закачки воды;

.4 автоматическое регулирование по каждому насосу подачи воды на поглотительную скважину;

.5 индикацию в ЦПУ:

расхода воды, подаваемой на поглотительную скважину,

нефтесодержания;

.6 сигнализацию в ЦПУ:

работы и неисправности насосов,

перегрузки насосов,

выбора поста управления насосами,

режима управления насосами,

высокого и низкого расхода воды на выходе насосов.

2.7.24 Система контроля и управления сбором нефтесодержащих вод должна обеспечивать:

.1 дистанционную остановку насоса из постов выдачи нефтесодержащих вод;

.2 автоматическое опорожнение сточных колодцев и удаление воды из-под настила, остановке насосов при заполнении цистерны нефтесодержащих вод;

.3 индикацию в ЦПУ уровня в цистерне нефтесодержащих вод;

.4 сигнализацию в ЦПУ:

выбранного режима управления, работы и перегрузки насосов,

положения дистанционно-управляемой арматуры,

предельно допустимого уровня в сточных колодцах,

заполнения цистерны нефтесодержащих вод, цистерны нефтестоков, цистерн грязного масла и топлива.

2.7.25 Система контроля и управления опасного открытого дренажа должна обеспечивать:

.1 местный пуск и остановку насосов;

.2 дистанционное из ЦПУ управление остановкой насосов при опорожнении приямков и цистерны сбора дренажных стоков;

.3 индикацию в ЦПУ температуры и уровня в цистерне дренажных стоков;

.4 сигнализацию в ЦПУ:

работы и неисправности насосов,

перегрузки насосов,

верхнего и нижнего уровня в приямках и цистерне сбора дренажных стоков,

высокой и низкой температуры в цистерне сбора дренажных стоков,

аварийно высокого уровня в цистерне сбора дренажных стоков.

2.7.26 Система контроля и управления закрытой дренажной системой опасных стоков должна обеспечивать:

.1 автоматическое опорожнение дренажных емкостей;

.2 выбор режима управления насосами:

на местном посту: «Местное/Дистанционное»;

в ЦПУ: «Дистанционное/Автоматическое»;

.3 аварийный останов насосов;

.4 индикацию в ЦПУ:

выбранного режима управления и работы насосов;

положения дистанционно управляемой арматуры;

.5 сигнализацию в ЦПУ:

работы насосов;

аварийного останова насосов;

предельно допустимого уровня жидкости в емкостях системы;

предельно допустимого давления в емкостях системы.

2.8 СИСТЕМА ОСУШКИ ГАЗА

2.8.1 Установки должны иметь автоматическое и ручное регулирование и управление технологическими процессами.

2.8.2 На каждом газосепараторе должно быть установлено не менее двух предохранительных устройств, каждое из которых должно обеспечивать безаварийную работу аппарата.

2.8.3 Предохранительные устройства на конденсатосборнике должны быть установлены в верхней части аппарата.

2.8.4 Сбрасываемый предохранительными устройствами газ должен отводиться в факельную систему.

2.8.5 При наличии в технологическом аппарате внутренних элементов (насадки, перегородки, отбойники жидкости), для которых изготовителем установлен допустимый перепад давления, должны быть предусмотрены необходимые средства контроля и блокировки.

2.8.6 На каждом паропроводе (линии подачи теплоносителя), линии подачи абсорбента (ингибитора) при входе в аппарат должны быть установлены невозвратный клапан и отключающее устройство, рассчитанные на рабочее давление в аппарате.

2.8.7 АСУ ТП системы сбора и подготовки природного газа и газового конденсата должна предусматривать:

системы ввода ингибиторов коррозии и другие устройства для обеспечения возможности реализации антикоррозионных мероприятий, предусмотренных технологическими регламентами;

дистанционную аварийную остановку технологической линии установки с пульта дежурного оператора и перевод технологических сред на факельную линию или аварийную сборную емкость;

дистанционный контроль величин технологических параметров и регистрацию основных параметров технологического процесса;

автоматическое регулирование давления среды в технологическом оборудовании при отклонениях параметров технологического процесса;

автоматическую сигнализацию при выходе технологических параметров (давления, температуры и др.) за пределы допустимых с подачей предупредительных сигналов оповещения на место установок и ЦПУ;

контроль состояния воздушной среды на объектах.

2.8.8 Система контроля и управления установки осушки газа должна обеспечивать:

.1 автоматическое регулирование уровня гликоля и уровня конденсата;

.2 аварийное закрытие клапана выхода газа из абсорбера и сброс газа на факел, закрытие клапанов на линии приема газа, линиях приема и выдачи гликоля, линии выдачи конденсата;

.3 сигнализацию в ЦПУ о:

высоком и низком уровнях гликоля;

высоком и низком уровнях конденсата;

предельно высоком и низком уровнях гликоля;

предельно высоком и низком уровнях конденсата;

высокой температуре в подогревателе гликоля и высокой влажности газа.

2.9 СИСТЕМА КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА

2.9.1 На всасывающих линиях компрессоров должны предусматриваться конденсатосборники, на нагнетательных линиях за компрессорами — маслоуловители (при необходимости). Конденсатосборники должны оборудоваться сигнализаторами предельного уровня и системой удаления жидкости, световой и звуковой сигнализацией, а также блокировкой, производящей остановку компрессора при достижении предельно допустимого уровня жидкости в сепараторе.

2.9.2 Система подготовки топливного газа для компрессоров должна соответствовать требованиям части IX «Механизмы» Правил классификации и постройки морских судов и признанных Регистром стандартов.

2.9.3 Компрессоры и насосы, перекачивающие продукцию по трубопроводу от ПНК/ПБУ/МСП в пункт приема, должны быть оснащены автоматическими системами аварийного останова компрессора и насоса, которые в свою очередь должны быть связаны с системой АСУ ТП.

2.9.4 Должен быть обеспечен постоянный контроль герметичности системы уплотнений компрессора. В случае превышения величины утечек через уплотнения или других неисправностях компрессор должен автоматически останавливаться, давление из него сбрасываться.

2.9.5 Линия рециркуляции газа должна быть проложена таким образом, чтобы жидкость из нее стекала в точку подключения перед сепаратором компрессора, а запорная арматура на ней должна располагаться в самой верхней точке.

2.9.6 Клапаны на линии рециркуляции, которые управляются от системы аварийного сброса давления, должны иметь отдельные соленоиды, управляемые от этой системы.

2.9.7 Соединения компрессоров и их трубопроводы должны систематически проверяться на герметичность в соответствии со сроками, установленными инструкциями предприятия-изготовителя и технологическим регламентом.

2.9.8 Помещение компрессоров должно иметь постоянно действующую систему приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением.

2.9.9 Компрессоры, перекачивающие углеводородные газы, должны быть оборудованы системой автоматического отключения компрессоров при достижении концентрации углеводородных газов в помещении 50 % нижнего предела воспламеняемости.

2.9.10 Газокомпрессорные установки должны быть оборудованы (см. также разд. 2 части IX «Специальные требования к обеспечению взрывопожаробезопасности»):

приборами контроля за технологическими параметрами (давление, расход, температура и др.) транспортируемого продукта;

системой приборов по диагностике компрессорного оборудования (вибрация, температура подшипников и др.);

системой контроля воздушной среды в помещении компрессорной;

системой вентиляции;

системой предупредительной сигнализации о нарушении технологических параметров;

блокировками остановки компрессора при превышении предельно допустимых значений технологических параметров, загазованности воздушной среды выше 20 % нижнего предела воспламеняемости смесей, при неисправности вентиляционной системы, срабатывании системы сигнализации в помещении компрессорной;

пультами управления в компрессорном помещении и в ЦПУ;

системой пожаротушения.

2.9.11 Дожимные компрессорные станции на объектах добычи природного газа дополнительно должны быть оборудованы:

автоматизированной системой регулирования работы оборудования в заданных параметрах;

автоматизированной системой аварийной разгрузки оборудования с подачей технологических сред в системы утилизации;

автоматизированной системой раннего обнаружения и тушения пожаров;

системой аварийного оповещения и связи.

2.9.12 Уровень автоматизации компрессорных станций должен обеспечивать регистрацию основных технологических параметров, включая:

давление, расход, температуру перекачиваемой среды;

состояние воздушной среды в помещении (концентрацию взрывоопасных и токсичных газов);

аварийные сигналы.

2.9.13 Система контроля и управления входных скрубберов компрессоров должна обеспечивать:

регулирование уровня;

аварийный сброс конденсата;

сигнализацию в ЦПУ о верхнем и нижнем уровнях конденсата, о предельно низком уровне конденсата.

2.9.14 Система контроля и управления компрессорных агрегатов должна обеспечивать:

выбор режима управления компрессорами на местном посту: «Местное/Дистанционное»;

дистанционное управление из ЦПУ, включая пуск и остановку компрессоров, переход компрессора под нагрузку;

аварийный останов компрессоров;

сигнализацию о достижении рабочего давления, о неисправности и перегрузе компрессоров, о неис-

правности системы смазочного масла, о перегреве, о высоких пульсациях.

2.9.15 Система контроля и управления холодильников на выходе компрессоров должна обеспечивать:

автоматическое регулирование температуры газа;

сигнализацию в ЦПУ о срабатывании предохранительной разрывной мембраны.

2.9.16 Система контроля и управления трубопроводов газа низкого давления должна обеспечивать:

аварийное закрытие клапана выдачи газа в линию компрессоров высокого

давления и сброс газа на факел;

автоматическое регулирование пульсаций газа, нагрузок и производительности компрессоров;

сигнализацию в ЦПУ о высокой и низкой температуре газа, о высоком и низком расходе газа.

2.10 СИСТЕМЫ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ, ГАЗА И СИСТЕМА ГАЗЛИФТА

2.10.1 Производительность системы должна быть достаточной для работы на всех режимах.

2.10.2 На трубопроводе в месте подключения к нагнетательной скважине должен устанавливаться невозвратный клапан и автоматический запорный клапан.

2.10.3 При эксплуатации в районах с температурой наружного воздуха ниже −5 °С трубопроводы и устьевая обвязка системы нагнетания воды должны быть теплоизолированы.

2.10.4 Должны быть предусмотрены места для хранения защитных средств и станции для промывки глаз в тех местах, где используются биоциды.

2.11 СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ

2.11.1 Система хранения продукции должна соответствовать требованиям части VIII «Системы и трубопроводы» Правил ПНК.

2.12 СИСТЕМА ОТГРУЗКИ ПРОДУКЦИИ

2.12.1 Система отгрузки продукции должна соответствовать требованиям части VIII «Системы и трубопроводы» Правил ПНК.

2.12.2 Система контроля и управления установки насосов перекачки должна обеспечивать:

.1 выбор режима управления насосами:

на местном посту: «Местное/Дистанционное»;

в ЦПУ: «Дистанционное/Автоматическое»;

.2 дистанционное из ЦПУ управление пуска и остановки насосов;

.3 автоматический пуск и остановку насосов по сигналам верхнего и нижнего уровня в скрубберах;

.4 аварийный останов насосов;

.5 сигнализацию в ЦПУ о:

работе и неисправности насосов,

перегрузке насосов,

режиме управления насосами.

2.12.3 Система контроля и управления камерой запуска скребка на трубопроводе внешнего транспорта должна обеспечивать:

.1 дистанционное управление из ЦПУ открытием и закрытием клапанов на линиях приема продукции и выдачи в трубопровод;

.2 аварийное закрытие клапанов на линиях приема продукции и выдачи в трубопровод;

.3 индикацию в ЦПУ:

давления в камере запуска скребка,

давления в байпасной линии;

.4 сигнализацию в ЦПУ о:

закрытом/открытом положениях клапанов на линиях приема продукции и выдачи в трубопровод, крышки камеры запуска скребка;

высоком давлении в камере запуска скребка;

высоком и низком давлениях в байпасной линии;

предельно высоком и низком давлениях в байпасной линии;

.5 индикацию в ЦПУ расхода продукции.

2.13 СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НАГРЕВА И ОХЛАЖДЕНИЯ

2.13.1 Система обогрева должна быть рассчитана для следующих целей:

обогрева производственных помещений,

обогрева технологического оборудования,

нагрева/охлаждения технологических жидкостей и газов.

2.13.2 Трубопроводы должны иметь теплоизоляцию в следующих случаях:

при необходимости уменьшить рассеивание тепла (для поддержания температуры, предупреждения образования конденсата, льда, гидрата и т.п.);

когда температура стенки трубопровода выше 60 °С;

когда температура стенки трубопровода на рабочих местах или в коридорах и помещениях превышает 45 °С.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопровода может быть заменена на кожух или ограждение.

2.13.3 Системы охлаждения должны быть рассчитаны на охлаждение по замкнутому циклу:

газа на всех стадиях его компримирования;
вспомогательного компрессорного оборудования;
насосов теплоснабжения платформы;
установок регенерации гликоля.

2.13.4 На оборудование систем нагрева и охлаждения распространяются требования частей VII — IX ПБУ/МСП в той степени, в которой они применимы.

2.13.5 Первичные контуры нагрева или охлаждения должны иметь датчики для обнаружения утечек углеводородов.

2.13.6 Расчетная температура обеих секций теплообменника должна приниматься для максимально горячего флюида.

2.13.7 Теплообменники должны иметь защиту от теплового расширения в случае прекращения циркуляции теплоносителя с одной из сторон.

ЧАСТЬ IV. МЕХАНИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И МЕХАНИЗМЫ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на механические установки и механизмы, обеспечивающие работу нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП для выполнения цикла работ по бурению и добыче пластовой продукции на морском шельфе, сбору, подготовке и отгрузке продукции.

1.1.2 Объекты технического наблюдения Регистра в части механических установок, двигателей и механизмов, обеспечивающих работу нефтегазового оборудования, указаны в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП в разд. 7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2 ОБЪЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО НАБДЮДЕНИЯ

1.2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за механическими установками и механизмами нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП при их изготовлении, монтаже и эксплуатации, а также требования к объему технической документации, предъявляемой на рассмотрение и одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2 ТРЕБОВАНИЯ К МЕХАНИЧЕСКИМ УСТАНОВКАМ И МЕХАНИЗМАМ

2.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1.1 Механические установки, двигатели и механизмы, обеспечивающие работу нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должны сохранять работоспособность при условиях, указанных в 1.3 части II «Системы и оборудование для бурения».

2.1.2 Механические установки, двигатели, механизмы, оборудование машинных помещений бурового комплекса и систем добычи, подготовки, отгрузки продукции ПНК/ПБУ/МСП должны отвечать требованиям части VII «Механические установки и механизмы» Правил ПБУ/МСП в том объеме, в каком эти требования применимы.

2.2 ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ

2.2.1 Насосы и компрессоры.

2.2.1.1 Отключение каждого перекачивающего агрегата от коллекторов следует обеспечивать при помощи запорной арматуры. Запорную арматуру следует предусматривать с дистанционным управлением от системы автоматики, а также с местным управлением.

Для всех насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должно быть предусмотрено дистанционное отключение из помещений с постоянным пребыванием персонала.

2.2.1.2 Запорные, отсекающие, разгружающие и предохранительные устройства, устанавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, должны быть максимально приближены к насосу/компрессору и находиться в удобной и безопасной для обслуживания зоне.

2.2.1.3 На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положений «Открыто» и «Закрыто».

2.2.1.4 На нагнетательном трубопроводе центробежных насосов и компрессоров должна предусматриваться установка невозвратного клапана.

2.2.1.5 Насосы, применяемые для нагнетания легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, должны оснащаться средствами предупредительной сигнализации о нарушениях параметров работы, влияющих на безопасность. Предельные значения параметров безопасной работы должны быть установлены технологическими регламентами и инструкциями по эксплуатации оборудования.

2.2.1.6 Для насосов (группы насосов), перекачивающих горючие продукты, должны предусматриваться их дистанционное отключение и установка на

линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих клапанов с дистанционным управлением.

Продувочный кран насоса для перекачки нефти должен быть оборудован линией для сброса нефти в сборную емкость.

2.2.1.7 Электропривод насоса, перекачивающего нефть, должен иметь дистанционное отключение и взрывозащищенное исполнение.

2.2.1.8 Для перекачки легковоспламеняющихся и вредных жидкостей необходимо применять насосы, исключающие протечку продукта.

2.2.1.9 На пульте управления насосной станции должны быть установлены приборы, позволяющие контролировать давление, расход, температуру подшипников насосных установок и состав воздушной среды в помещении.

2.2.2 Буровые насосы.

2.2.2.1 На буровых насосах должны быть установлены компенсаторы пульсаций давления, заполняемые воздухом или инертным газом. Конструкция пневмокомпенсатора должна позволять установку манометра для измерения давления в газовой полости и обеспечивать возможность сбрасывания давления до нуля.

2.2.2.2 Буровые насосы должны быть оборудованы предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств должна обеспечивать их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании должны исключать возможность загрязнения оборудования и помещения насосной. Линии сброса жидкости должны быть самодренируемыми.

2.2.2.3 Диафрагма в предохранительных устройствах насоса должна срабатывать при давлении, превышающем на 10 % рабочее давление насоса.

2.2.2.4 Уплотнения в гидравлической части насоса, в корпусах предохранительного устройства и пневмокомпенсатора должны быть рассчитаны на давление, равное 1,5-кратному максимальному рабочему давлению насоса.

2.3 БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

2.3.1 Конструкция барабана лебедки должна обеспечивать крепление подвижной ветви талевого каната, исключающее возможность его смятия или перегиба, самопроизвольного ослабления или отсоединения в месте крепления.

2.3.2 В конструкции барабана лебедки должны быть предусмотрены специальные накладки с канавками для плотной и равномерной намотки первого ряда талевого каната. Накладки должны быть съемными и выполняться под различные диаметры применяемых талевых канатов.

2.3.3 Тормозной механизм лебедки должен иметь не менее двух независимых систем управления, одна из которых (основная) должна обеспечивать плавное регулирование тормозного момента. В лебедках, в которых основной тормозной системой является регулируемый электропривод, должен быть установлен механический тормоз для аварийной остановки и для фиксации барабана в неподвижном положении.

Конструкция тормоза должна исключать возможность самопроизвольного торможения или растормаживания барабана лебедки.

2.3.4 В буровых установках, где основное торможение осуществляется механическим тормозом, лебедка должна быть оснащена вспомогательным регулируемым тормозом (электрическим, гидравлическим или пневматическим).

2.3.5 Управление лебедкой должно осуществляться дистанционно с пульта бурильщика. Система управления вспомогательным тормозом должна:

при электрическом тормозе иметь сигнализирующее устройство о наличии тока возбуждения и электрического напряжения в системе управления электрическим тормозом;

при гидравлическом тормозе обеспечивать контроль за уровнем жидкости в тормозной системе и возможность его регулирования.

2.3.6 Конструкция механического привода (трансмиссии, коробки передач и т. д.) должна исключать возможность одновременного включения более одной передачи, а также самопроизвольное отключение или переключение передачи.

2.3.7 Система управления лебедкой должна обеспечивать автоматическое отключение привода с одновременным включением тормоза при поступлении сигнала от предохранительных устройств (ограничителя грузоподъемности лебедки, ограничителя подъема талевого блока).

2.3.8 Отключение привода и торможение лебедки должно быть таким, чтобы не происходила разгрузка и разматывание ходовой ветви талевого каната.

2.4 БУРОВОЙ РОТОР

2.4.1 Конструкция бурового ротора должна предусматривать устройства для стопорения стола ротора и фиксации вкладышей. Управление устройствами должно располагаться в легкодоступном месте.

2.4.2 Зажимы ведущей трубы с направляющими роликами или малые вкладыши в ротор, в случае их применения, должны иметь устройства, исключающие их произвольный выброс из ротора.

2.5 СИЛОВОЙ ВЕРХНИЙ ПРИВОД

2.5.1 Силовой верхний привод должен обеспечивать:

захват трубы (колонны труб) для подъема;

захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания);

свинчивание (развинчивание) резьбовых соединений труб;

соединение с напорной магистралью (стволом) для промывки (очистки) скважины;

вращение бурильной колонны;

установку бурильных труб в шурф.

2.5.2 Силовой верхний привод должен состоять из:

вертлюг-редуктора;

электродвигателя (гидропривода);

тормоза;

рамы;

системы разгрузки резьбы;

трубного манипулятора;

трубного зажима;

вертлюжной головки;

шарового крана;

системы отклонения штроп с гидроприводом;

гидросиловой установки и гидролинии;

станции управления;

внутреннего превентора (сдвоенный шаровый кран).

2.5.3 Силовой верхний привод должен быть совместим со средствами механизации спуско-подъемных операций. Управление исполнительными механизмами и приводом силового блока должно осуществляться с пульта управления, расположенного компактно с пультами управления другим оборудованием буровой установки (лебедкой, автоматическим ключом и др.). Элементы верхнего привода (направляющие балки, модуль исполнительных механизмов и т. д.) не должны создавать помех для ведения других технологических операций.

2.5.4 Система противофонтанной арматуры должна включать не менее двух встроенных шаровых кранов, один из которых должен быть оснащен дистанционным управлением с пульта бурильщика. Рабочее давление шаровых кранов должно быть не менее предельно допустимого давления других элементов нагнетательного трубопровода буровой установки, а их проходное сечение должно соответствовать проходному сечению стволовой части.

2.5.5 Средства контроля и измерения должны обеспечивать постоянный контроль следующих параметров:

скорость вращения бурильной колонны;

величина крутящего момента при свинчивании и бурении;

положение элементов трубного манипулятора;

положение системы противофонтанной арматуры.

2.5.6 В системе управления автоматическим ключом должна предусматриваться возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения случайного включения.

ЧАСТЬ V. СИСТЕМЫ И ТРУБОПРОВОДЫ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на следующие системы трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП.

1.1.1.1 Системы обеспечения бурения:

цементирования скважин;

сыпучих материалов;

дросселирования и глушения;

буровых райзеров.

1.1.1.2 Системы бурового раствора:

хранения;

сбора, очистки и дегазации;

высокого давления;

низкого давления;

забортной воды.

1.1.1.3 Системы подготовки нефти:

сбора и сепарации;

стабилизации, обессоливания и обезвоживания;

сбора, подготовки и утилизации попутного нефтяного газа.

1.1.1.4 Системы подготовки газа:

сепарации и осушки газа;

сбора и подготовки газового конденсата;

регенерации абсорбента;

компримирования газа;

газлифта.

1.1.1.5 Системы приема, хранения и подачи химреагентов.

1.1.1.6 Факельные системы.

1.1.1.7 Системы технологического нагрева/охлаждения.

1.1.1.8 Системы сжатого воздуха:

систем КИП;

транспортировки сухих компонентов.

1.1.1.9 Системы подготовки и закачки воды в пласт:

водоподготовки;

распределительные;

закачки.

1.1.1.10 Дренажные системы опасных стоков:

открытые;

закрытые.

1.1.1.11 Системы отгрузки продукции:

замера продукции;

перекачки.

1.1.1.12 Системы сброса давления и отвода газов в атмосферу.

1.1.1.13 Системы освоения и промывки скважин.

1.2 ОБЪЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

1.2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за системами трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП при их изготовлении, монтаже и эксплуатации, а также требования к объему технической документации, предъявляемой на рассмотрение и одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.3 ЗАЩИТА И ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

1.3.1 Защита от коррозии трубопроводов забортной воды, используемой в технологических целях, а также их изоляция должны выполняться с учетом требований 1.4 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов.

1.3.2 В зависимости от скорости коррозии сталей трубопроводов нефтегазового оборудования среды подразделяются на:

неагрессивные и малоагрессивные — со скоростью коррозии до 0,1 мм/год;

среднеагрессивные — со скоростью коррозии 0,1 — 0,5 мм/год;

высоагрессивные — со скоростью коррозии свыше 0,5 мм/год.

1.3.3 Параметры технологических трубопроводов, подверженных воздействию сероводорода (как правило, при наличии в пластовой продукции более 6 % сероводорода по объему), должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристик коррозионно-агрессивной среды. Для защиты от коррозии таких трубопроводов должны применяться ингибиторы коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

1.3.4 Трубопроводы, устойчивые к сульфидно-коррозионному растрескиванию, должны быть применены в случаях:

1.3.4.1 Для многофазного флюида «нефть-газ-вода» с газовым фактором менее 890 нм^3/м^3:

.1 при абсолютном давлении сероводорода менее 1,83 МПа:

при объемной концентрации сероводорода более 15 %;

при парциальном давлении сероводорода более 73 кПа и объемной концентрации сероводорода менее 15 %;

.2 при абсолютном давлении сероводорода более 1,83 МПа:

при объемной концентрации сероводорода более 0,02 %;

при парциальном давлении сероводорода более 345 Па и объемной концентрации сероводорода менее 0,02 %.

1.3.4.2 Для многофазного флюида «нефть-газ-вода» с газовым фактором более 890 $нм^3/м^3$:

.1 при абсолютном давлении сероводорода менее 450 кПа:

при объемной концентрации сероводорода более 10 %;

.2 при абсолютном давлении сероводорода более 450 кПа:

при объемной концентрации сероводорода более 0,075 %;

при парциальном давлении сероводорода более 345 Па и объемной концентрации сероводорода менее 0,075 %.

1.3.5 Технологическое оборудование и трубопроводы, предназначенные для эксплуатации в условиях контакта с коррозионно-агрессивными веществами, должны быть оснащены приборами и устройствами для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

1.3.6 Для трубопроводов, прокладываемых в помещениях и коробах, должна предусматриваться теплоизоляция, если транспортируемые вещества имеют температуру равную или более низкую, чем температура точки росы для расчетных условий.

1.3.7 При необходимости устройства наружной теплоизоляции технологических аппаратов и трубопроводов необходимо предусматривать меры защиты от попадания на нее горючих продуктов. Температура наружных поверхностей оборудования и (или) кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать 80 % температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, быть не более 45 °С внутри помещений и 60 °С на наружных установках. Теплоизоляция должна быть из негорючих материалов.

2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ И ТРУБОПРОВОДАМ

2.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

2.1.1 При определении проектных расходов трубопроводных систем с двухфазной транспортируемой средой необходимо увеличивать величину расхода с учетом коэффициента пульсации, учитывающего нестационарность режима течения флюида. Коэффициенты пульсации определяются гидродинамическими расчетами трубопроводной системы или могут приниматься в соответствии с табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Назначение трубопровода	Коэффициент пульсации, %
Трубопроводы, расположенные на одной платформе с добывающими скважинами	20
Установка первичной подготовки находится на расстоянии от скважин до 45 м (по воде)	30
Установка первичной подготовки находится на расстоянии от скважин более 45 м (по воде)	40
Трубопроводы, расположенные на одной платформе с добывающими скважинами при использовании газлифта	
Установка, получающая продукцию другой платформы или удаленной скважины при использовании газлифта	50

2.1.2 Размеры трубопроводов для однофазной жидкости должны, как правило, определяться по скорости потока. Для трубопроводов, транспортирующих однофазные жидкости из одной емкости в другую с перепадом давления, рекомендуемая скорость потока не должна превышать 5 м/с при максимальных расходах жидкости.

2.1.3 При выборе материалов труб следует учитывать:

назначение трубопровода;

совместимость с другими материалами;

механическую прочность, пластичность, упругость и ударную вязкость;

необходимость особых технологий сварки и других типов соединения;

необходимость специальных видов контроля, испытаний и контроля качества;

возможность неправильного использования при эксплуатации;

коррозию и эрозию, вызываемые транспортируемыми флюидами и/или морской средой;

необходимость сохранения эксплуатационных характеристик при возникновении пожара.

2.1.4 Прокладка трубопроводов должна обеспечивать (см. также 2.5):

возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и средств пожаротушения;

разделение на технологические узлы и блоки;

возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;

изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;

предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

наименьшую протяженность трубопроводов;

исключение провисания и образования застойных зон;

возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов.

2.2 МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

2.2.1 Общие требования.

2.2.1.1 Требования к материалам, используемым для изготовления трубопроводов и арматуры, допустимым радиусам погибов труб и их термической обработке после гибки, допустимым толщинам стенок труб и типам их соединений должны соответствовать разд. 2 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов в части, не противоречащей настоящему разделу.

2.2.1.2 Материалы, предназначенные для изготовления стальных труб и их деталей, должны отвечать требованиям согласованных с Регистром стандартов и одобренной Регистром технической документации.

2.2.1.3 Химический состав стали устанавливается по стандартам или согласованным с Регистром техническим условиям/спецификациям в зависимости от требуемых механических свойств, в том числе при расчетной повышенной температуре, при этом содержание основных элементов не должно превышать величин, указанных в 3.4 части X «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.2.1.4 Предприятия, изготавливающие стальные трубы и детали для трубопроводов, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении, подлежат признанию Регистром в соответствии с 8.3 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.2.1.5 При расчете толщин стенок трубопровода прибавку на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки следует выбирать исходя из условий обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии, указанной в 1.3.2.

2.2.1.6 Применение кипящей стали для изготовления труб не допускается, а полуспокойной допускается по согласованию с Регистром.

2.2.1.7 Трубы должны быть испытаны изготовителем пробным гидравлическим давлением, указанным в нормативно-технической документации на трубы, или иметь указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

Допускается не проводить гидроиспытания бесшовных труб, если они подвергались по всей поверхности контролю неразрушающими методами.

2.2.1.8 Механические и технологические свойства стальных труб устанавливаются признанными стандартами/техническим условиями. Если не оговорено иначе, состав испытаний труб, отбор проб и объем испытания должен соответствовать требованиям 3.4 части X «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.2.2 Трубопроводы с условным давлением до 10,0 МПа.

2.2.2.1 Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из стали, обладающей технологической свариваемостью, с отношением предела текучести к пределу прочности не более 0,75, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 % и ударной вязкостью KCU не ниже = 30 Дж/см^2 при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

2.2.2.2 Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, диаметром более 400 мм допускается применение электросварных труб при скорости коррозии до 0,1 мм/год, с рабочим давлением до 2,5 МПа, прошедших термообработку, 100 %-ный неразрушающий контроль сварных швов при положительных результатах механических испытаний образцов сварного соединения, в том числе на ударную вязкость (KCU).

2.2.2.3 Электросварные трубы, применяемые для других трубопроводов нефтегазового оборудования, за исключением трубопроводов для сжиженных газов давлением свыше 1,6 МПа, горючих и трудногорючих жидкостей давлением свыше 2,5 МПа, а также с рабочей температурой свыше 300 °С должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы подвергнуты 100 %-ному неразрушающему контролю и испытанию на загиб или ударную вязкость.

2.2.2.4 Электросварные трубы, контактирующие со средой, вызывающей коррозионное растрескивание металла, независимо от давления и толщины

стенки должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы равнопрочны основному металлу и подвергнуты 100 %-ному неразрушающему контролю.

2.2.2.5 Плоские приварные фланцы применяются для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 МПа и температуре среды не выше 300 °С. Для трубопроводов, работающих при условном давлении свыше 2,5 МПа независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 °С независимо от давления должны применяться фланцы приварные встык.

2.2.2.6 Отводы сварные следует применять для технологических трубопроводов:

с условным проходом D_y 150 — 400 мм — при давлении P_y не более 6,3 МПа;

с условным проходом Dy 500 — 1400 мм — при давлении P_y не более 2,5 МПа.

2.2.2.7 Сварные концентрические и эксцентрические переходы с условным проходом D_y 250 — 400 мм допускается применять для технологических трубопроводов при давлении P_y до 4 МПа, а с D_y 500 — 1400 мм при P_y до 2,5 МПа. Сварные швы переходов подлежат 100 %-ному неразрушающему контролю.

2.2.2.8 Сварные крестовины допускается применять на трубопроводах из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше 250 °С. Крестовины из электросварных труб допускается применять при давлении P_y не более 1,6 МПа, при этом они должны быть изготовлены из труб, рекомендуемых для применения при давлении P_y не менее 2,5 МПа. Крестовины из бесшовных труб допускается применять при давлении P_y не более 2,5 МПа, при условии изготовления их из труб, рекомендуемых для применения при давлении P_y не менее 4 МПа.

2.2.2.9 Для технологических трубопроводов следует применять, как правило, крутоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, гнутые и штампосварные отводы.

2.2.3 Трубопроводы с условным давлением свыше 10,0 МПа.

2.2.3.1 Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов на давление свыше 10,0 МПа до 320,0 МПа и температуру от –50 до 540 °С следует применять стальные трубы по согласованным с Регистром стандартам. Условия применения материалов для коррозионных сред, содержащих водород, окись углерода, аммиак, определяется в соответствии с рассмотренной и одобренной Регистром технической документацией.

2.2.3.2 Испытанию на ударный изгиб должны подвергаться полуфабрикаты стальных труб на образцах с концентраторами типа KCU и типа KCV при температуре 20 °С, а также при отрицательных температурах в случае, когда трубы эксплуатируется в этих условиях. Значения ударной вязкости для стальных полуфабрикатов и труб при всех температурах испытаний для KCU должны быть не менее 30 Дж/см^2, для KCV — не менее 25 Дж/см^2.

2.2.3.3 Для каждой трубы должны быть предусмотрены гидравлические испытания, величина пробного давления указывается в нормативно-технической документации на трубы. Трубы должны поставляться в термообработанном состоянии.

2.2.3.4 Трубы с внутренним диаметром 14 мм и более контролируются неразрушающими методами. Трубы с диаметром менее 14 мм контролируются магнитопорошковым или капиллярным (цветным) методом.

2.2.3.5 Трубы из коррозионно-стойких сталей, если это предусмотрено проектом, испытываются на склонность к межкристаллитной коррозии (МКК).

2.2.3.6 При изготовлении, монтаже, ремонте следует осуществлять входной контроль труб, поковок, деталей сварных соединений и сварочных материалов для трубопроводов нефтегазового оборудования на соответствие их требованиям настоящих Правил, стандартов, технических условий и технической документации. Объем и методы контроля согласовываются с Регистром, в состав испытаний должны быть включены:

на растяжение при 20 °С и рабочей температуре;

на ударный изгиб при 20 °С и отрицательной температуре;

исследование микроструктуры;

на сплющивание;

на статический изгиб.

2.3 МЕХАНИЧЕСКИЕ, ГИБКИЕ СОЕДИНЕНИЯ, КОМПЕНСАТОРЫ И ШЛАНГИ

2.3.1 Механические, гибкие соединения и компенсаторы.

2.3.1.1 Тип и конструкция механических, гибких соединений и компенсаторов, которые применяются в системах нефтегазового оборудования, указанных в 1.1.1, должны быть одобрены Регистром.

2.3.1.2 Требования к механическим, гибким соединениям и компенсаторам должны соответствовать 2.4.5, 2.5 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов и 8.5 части IV «Техническое наблюдение за изготовлением изделий» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

2.3.1.3 При монтаже гибких соединений систем нефтегазового оборудования должны выполняться указания Приложения к части V «Техническое

наблюдение за постройкой судов» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов (Методические указания по монтажу гибких соединений).

2.3.2 Шланги.

2.3.2.1 Применяемые для погрузки/отгрузки продукции шланги должны отвечать требованиям разд. 6 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов и 8.8 части IV «Техническое наблюдение за изготовлением изделий» Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов.

2.3.2.2 Буровые шланги высокого давления должны соответствовать требованиям признанных Регистром стандартов и одобренной Регистром технической документации.

2.4 АРМАТУРА

2.4.1 Конструкция арматуры с ручным и дистанционным управлением, ее маркировка и расположение должны соответствовать требованиям разд. 4 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов в части, не противоречащей настоящему разделу.

2.4.2 Если система оборудуется дистанционно управляемыми клапанами с приводом от источника энергии, должны быть предусмотрены также средства для их ручного управления.

2.4.3 Запорная трубопроводная арматура по герметичности затвора должна выбираться из условий обеспечения норм герметичности. Классы герметичности затворов по ГОСТ 9544 следует выбирать в зависимости от назначения арматуры:

класс А — для умеренно опасных токсичных веществ, горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей;

класс В — для горючих жидкостей, трудногорючих и негорючих веществ с давлением более 4 МПа;

класс С — тоже с давлением менее 4 МПа.

2.4.4 Арматуру из углеродистых и легированных сталей допускается применять для сред со скоростью коррозии не более 0,5 мм/год.

2.4.5 Не допускается применять арматуру из серого чугуна на трубопроводах, транспортирующих вещества с токсичным действием и взрывопожароопасные вещества. Арматуру из серого чугуна с шаровидным графитом допускается применять на прочих трубопроводах при расчетном давлении не более 1,0 МПа (для пара — не более 0,3 МПа), используемых при температуре окружающей среды не ниже −15 °С. При этом предел прочности серого чугуна должен быть не менее 300 МПа.

2.4.6 Не допускается применять арматуру из ковкого чугуна на трубопроводах, транспортирующих сжиженные углеводородные газы и легковоспламеняющиеся жидкости температурой кипения ниже 45 °С.

Для умеренно опасных токсичных веществ, легковоспламеняющихся жидкостей (кроме тех, кто имеет температуру кипения ниже 45 °С) и горючих жидкостей арматуру из ковкого чугуна на ферритовой основе допускается использовать, если пределы рабочих температур не ниже −15 °С и не выше 150 °С при рабочем давлении до 1,6 МПа. При этом ковкий чугун должен иметь относительное удлинение более 12 %, а для рабочих давлений среды до 1,0 МПа должна применяться арматура, рассчитанная на давление P_y не менее 1,6 МПа, а для рабочих давлений более 1,0 МПа — арматура, рассчитанная на давление не менее 2,5 МПа.

2.4.7 Область применения арматуры из ковкого чугуна ферритовой структуры с относительным удлинением менее 12 % должна соответствовать 2.4.5.

2.4.8 Арматура из чугуна с шаровидным графитом может применяться для трубопроводов с легковоспламеняющимися жидкостями, если относительное удлинение этого чугуна составляет не менее 12 %, рабочая температура не должна превышать 300 °С. Ударная вязкость чугуна с шаровидным графитом для арматуры, используемой при температуре ниже −15 °С, должна быть не менее 20 Дж/см^2.

2.4.9 При относительном удлинении менее 12 % область применения чугуна с шаровидным графитом должна соответствовать 2.4.5.

2.4.10 Арматуру из серого и ковкого чугуна не допускается применять независимо от среды, рабочего давления и температуры в следующих случаях:

на трубопроводах, подверженных вибрации и гидравлическим ударам;

на трубопроводах с температурой среды выше 220 °С;

на трубопроводах, работающих при резкопеременном температурном режиме среды;

при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта;

на трубопроводах, транспортирующих взрывопожароопасные и токсичные вещества, содержащие воду или другие замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0 °С независимо от давления;

в обвязке насосных агрегатов при установке насосов на открытых площадках;

в обвязке резервуаров и емкостей для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

2.4.11 На трубопроводах, работающих при температуре окружающей среды ниже −40 °С, следует применять арматуру из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса ударную вязкость металла (KCV) не ниже 20 Дж/см^2.

2.4.12 Для трубопроводов с рабочим давлением свыше 35,0 МПа применение литой арматуры не допускается.

2.4.13 Арматуру с фланцами, имеющими гладкую уплотнительную поверхность, в трубопроводах с рабочим давлением выше 10,0 МПа применять не допускается.

2.5 ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ

2.5.1 Прокладка трубопроводов должна выполнятся в соответствии с разд. 5 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.5.2 Системы и трубопроводы, проводящие безопасные среды, должны быть отделены от трубопроводов, которые могут содержать взрывоопасные и воспламеняющиеся среды.

Перекрестное подключение может быть допущено Регистром в том случае, если приняты меры по исключению возможного загрязнения трубопровода с безопасной средой.

2.5.3 Прокладка трубопроводов через водонепроницаемые переборки, палубы и другие водонепроницаемые конструкции должна выполняться с применением переборочных стаканов, приварышей или иных соединений, обеспечивающих непроницаемость конструкции.

Стаканы, привариваемые к водонепроницаемым палубам и переборкам, должны иметь толщину стенки, как минимум, на 1,5 мм больше толщины присоединяемых труб.

2.5.4 При проходе трубопроводов через противопожарные конструкции должны быть выполнены требования 2.1.2.2 части VI «Противопожарная защита» Правил классификации и постройки морских судов.

2.6 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОСТРОЙКЕ ПНК/ПБУ/МСП

2.6.1 Освидетельствование систем трубопроводов при постройке ПНК/ПБУ/МСП должно осуществляться в соответствии с разд. 9 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.6.2 Монтаж систем трубопроводов должен осуществляться в соответствии с одобренной Регистром технической документацией.

2.7 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДОВ ПНК/ПБУ/МСП В ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.7.1 Первоначальные освидетельствования.

2.7.1.1 К первоначальному освидетельствованию предъявляется системы трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, построенных без технического наблюдения Регистра, а также при освидетельствованиях, указанных в 10.2.2 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.7.1.2 При первоначальном освидетельствовании проверяется соответствие конструкции, расположения и установка систем трубопроводов нефтегазового оборудования на соответствие требованиям Правил. Объем проводимых осмотров, испытаний, замеров и проверок в действии назначается Регистром с учетом технического состояния систем трубопроводов и наличия свидетельств (сертификатов) или разрешений, выданных другим классификационным или надзорным органом. Сроки следующих освидетельствований и испытаний в этом случае отсчитываются от дат, указанных в свидетельствах (сертификатах), с учетом последующего совмещения с периодическими освидетельствованиями.

2.7.2 Периодические освидетельствования.

2.7.2.1 Освидетельствование трубопроводов с условным давлением до 10,0 МПа.

2.7.2.1.1 Освидетельствование трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП с условным давлением до 10,0 МПа должно осуществляться в соответствии с требованиями разд. 10 и табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.7.2.1.2 Сроки проведения освидетельствований (осмотров с обеспечением, при необходимости, доступа, вскрытия или демонтажа и замером толщин) должны соответствовать табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению». При назначении сроков необходимо учитывать скорости коррозионно-эрозионного износа, условия эксплуатации и результаты предыдущих освидетельствований трубопроводов.

2.7.2.1.3 При освидетельствованиях систем трубопроводов необходимо:

провести наружный осмотр трубопровода;

измерить толщину стенки трубопровода и патрубка приварного фланца приборами неразрушающего контроля;

провести внутренний осмотр трубопровода после демонтажа (разборки) участка, эксплуатируемого в самых неблагоприятных условиях;

при необходимости провести неразрушающий контроль сварных швов, металлографические и механические испытания

2.7.2.1.4 Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках трубопроводов по согласованию с Регистром.

При этом на прямых участках внутриблочных трубопроводов следует выполнять замер толщины стенок не менее, чем в трех местах. Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте следует производить в 3 — 4 точках по диаметру, а на отводах — не менее чем в 4 — 6 точках по выпуклой и вогнутой частям.

2.7.2.1.5 Освидетельствования патрубков приварных фланцев проводится внутренним осмотром (при разборке трубопровода) или измерением толщины неразрушающими методами контроля не менее, чем в трех точках по окружности воротника фланца.

2.7.2.1.6 Участки трубопровода, подвергавшиеся в процессе освидетельствования разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность. В обоснованных случаях при разборке фланцевых соединений, связанной с заменой прокладок, арматуры или отдельных элементов, допускается проводить испытания только на плотность. При этом вновь устанавливаемые арматуру или элементы трубопровода следует предварительно испытать на прочность пробным давлением в соответствии с 2.7.4, 2.7.5.

2.7.2.1.7 После истечения проектного срока службы независимо от технического состояния трубопровод должен быть подвергнут комплексному обследованию с целью установления возможности и сроков дальнейшей эксплуатации.

2.7.2.2 Освидетельствование трубопроводов с условным давлением свыше 10,0 МПа.

2.7.2.2.1 Освидетельствование трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП с условным давлением свыше 10,0 МПа должно осуществляться в соответствии с требованиями разд. 10 и табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.7.2.2.2 Сроки проведения освидетельствований (осмотров с обеспечением, при необходимости, доступа, вскрытия или демонтажа и замером толщин) должны соответствовать табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.7.2.2.3 Сроки освидетельствований трубопроводов давлением свыше 10,0 МПа устанавливаются в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года, причем первое освидетельствование следует производить не позднее чем через 2 года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

2.7.2.2.4 Объем освидетельствований трубопроводов давлением свыше 10,0 МПа должен составлять:

не менее двух участков трубопроводов каждого технологического блока независимо от температуры;

не менее одного участка каждого коллектора или межблочных трубопроводов независимо от температуры среды.

Выбор контрольных участков должен быть согласован с Регистром.

2.7.2.2.5 При освидетельствовании контрольного участка трубопровода давлением свыше 10,0 МПа следует:

провести наружный осмотр;

при наличии фланцевых или муфтовых соединений произвести их разборку, затем внутренний осмотр трубопровода;

произвести замер толщины стенок труб и других деталей контрольного участка;

при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах (околошовной зоне) или при возникновении сомнений в их качестве произвести контроль неразрушающими методами;

при возникновении сомнений в качестве металла проверить его механические свойства и химический состав;

проверить состояние муфт, фланцев, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на контрольном участке.

2.7.2.2.6 При неудовлетворительных результатов освидетельствования контрольных участков для трубопровода давлением свыше 10,0 МПа по согласованию с Регистром должно быть проведена полное освидетельствование с полным демонтажом трубопровода и проверкой состояния узлов труб и деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе.

2.7.2.2.7 Все трубопроводы и/или их участки, подвергавшиеся в процессе освидетельствования разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

2.7.2.2.8 После истечения проектного срока службы независимо от технического состояния трубопровод должен быть подвергнут комплексному обследованию с целью установления возможности и сроков дальнейшей эксплуатации.

2.7.3 Освидетельствование арматуры трубопроводов.

2.7.3.1 Осмотр и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе невозвратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, должны производиться в период освидетельствования трубопровода.

2.7.3.2 При освидетельствовании арматуры, в том числе невозвратных клапанов, должны быть выполнены следующие работы:

внешний осмотр;

разборка и осмотр состояния отдельных деталей;

осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;

притирка уплотнительных поверхностей (при необходимости);

сборка, проверка в действии и испытания на прочность и плотность.

2.7.4 Испытания трубопроводов.

2.7.4.1 Трубопроводы подлежат гидравлическим испытаниям на прочность и плотность при:

завершении монтажа нефтегазового оборудования или по требованию Регистра при первоначальных освидетельствованиях;

в эксплуатации в установленные настоящими Правилами сроки (см. разд. 10 и табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению»).

2.7.4.2 Величина пробного давления $p_{пр}$, МПа, для указанных в 2.7.4.1 случаев при испытаниях на прочность (кроме нагнетательных трубопроводов и их арматуры – см. 2.8.2.8 части II «Системы и оборудование для бурения») должны составлять не менее:

$$p_{пр} = 1{,}5p\frac{\sigma_{20}}{\sigma_t}, \qquad (2.7.4.2)$$

где p — расчетное давление трубопровода, МПа;

σ_{20} — допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С, МПа;

σ_t — допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре, МПа.

Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы эквивалентное напряжение в стенке трубопровода при пробном давлении не превышало 90 % предела текучести материала при температуре испытания.

2.7.4.3 Испытательное давление в трубопроводе, указанное в 2.7.4.2, выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

2.7.4.4 Испытание на прочность и плотность трубопроводов с условным давлением до 10,0 МПа может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводится гидравлическим способом. По согласованию с Регистром допускается замена гидравлического испытания на пневматическое.

2.7.4.5 Испытание на прочность и плотность трубопроводов, рассчитанных на условное давление свыше 10,0 МПа, следует проводить гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях по согласованию с Регистром для этих трубопроводов допускается замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (только при положительной температуре окружающего воздуха).

2.7.4.6 Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

2.7.4.7 Все трубопроводы для веществ с токсичным действием, горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.

2.7.4.8 Дополнительное испытание на герметичность давлением равным рабочему проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для смонтированных трубопроводов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП и указываться в технической документации для каждого трубопровода, подлежащей одобрению Регистром.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается не менее 4 часов.

2.7.4.9 Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов веществ с токсичным действием и 0,2 % за час для трубопроводов горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей.

2.7.5 Испытания арматуры.

2.7.5.1 Арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна быть подвергнута гидравлическим испытаниям пробным давлением в соответствии с 21.1 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов.

2.7.5.2 Арматура в сборе должна быть подвергнута гидравлическому испытанию на герметичность затвора давлением, равным расчетному давлению.

3 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ И ТРУБОПРОВОДАМ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

3.1 СИСТЕМА СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

3.1.1 Разъемные соединения стояка (райзера) от подводного трубопровода должны быть размещены на ПНК/ПБУ/МСП таким образом, чтобы при их возможной разгерметизации было исключено попадание нефти и газа в помещения.

3.1.2 Манифольды и трубная обвязка с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой должны быть спроектированы на статическое давление устья скважин на момент начала разработки месторождения.

3.1.3 На выкидных трубопроводах скважин перед манифольдами должны быть установлены невозвратные клапаны.

3.1.4 Трубопроводы от устья скважин до приемных манифольдов должны быть проложены в один ярус.

3.1.5 Трубопроводы от устья скважин до технологических установок должны быть проложены в один ярус и рассчитаны на 1,5 рабочих давления. На трубопроводе в начале и конце краской должны быть нанесены номер скважины и направление потока.

3.1.6 Стояки выкидных и воздушных линий должны прикрепляться к металлоконструкциям ПНК/ПБУ/МСП хомутами. Воздушные и выкидные линии должны проходить так, чтобы не пересекать мостков, рабочих площадок и других переходов.

3.1.7 Трубопроводы систем сбора скважинной продукции должны соответствовать требованиям 2.1 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции».

3.2 СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ

3.2.1 Прокладка трубопроводов с горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями через жилые, административно-бытовые и служебные помещения, посты управления, а также через воздуховоды и вентиляционные шахты не допускается.

3.2.2 Не разрешается использование трубопроводов для снижения общего сопротивления антистатических заземлителей.

3.2.3 Фланцевые соединения на технологических трубопроводах допускаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

3.2.4 В пределах взрывоопасных зон трубопроводы для нефти и газа должны прокладываться без соединительных фланцев.

3.2.5 Фланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа. Фланцевые соединения трубопроводов с горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями не должны располагаться над местами, предназначенными для прохода людей, и рабочими площадками.

3.2.6 Запорная арматура с ручным и дистанционным приводом, применяемая на технологическом оборудовании, в котором обращаются горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должна иметь класс герметичности затворов не ниже В по ГОСТ 9544.

3.2.7 При прокладке трубопроводов с взрывоопасными средами трубы с легковоспламеняемыми жидкостями должны быть расположены ниже труб с газом.

3.2.8 Трубопроводы систем подготовки продукции должны соответствовать требованиям 2.4 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции».

3.3 СИСТЕМА ОТВОДА ГАЗОВ

3.3.1 Трубопроводы систем отвода газов должны быть минимальной длины и иметь минимальное число поворотов и разъемных соединений.

3.3.2 Трубопроводы систем отвода газов должны соответствовать требованиям 2.6.4, 2.6.5 и 2.6.7 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции».

3.4 СИСТЕМЫ ОТГРУЗКИ ПРОДУКЦИИ

3.4.1 Трубопроводы для транспортировки нефти, газа и конденсата должны быть оборудованы устройствами запуска/приема очистных устройств и средств внутритрубной диагностики.

3.4.2 На трубопроводах, идущих к эксплуатационным стоякам отгрузки продукции с ПНК/

ПБУ/МСП, должны быть установлены клапаны с дистанционным управлением, автоматически срабатывающие от системы аварийного отключения и перекрывающие соответствующие трубопроводы.

3.4.3 Трубопроводы для транспортировки продукции должны соответствовать требованиям 2.12 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции».

ЧАСТЬ VI. ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на:

грузоподъемные устройства, установленные на ПНК/ПБУ/МСП и предназначенные для погрузки, выгрузки, перемещения грузов, обеспечивающих эксплуатацию ПНК/ПБУ/МСП, а также перемещения персонала;

грузоподъемные механизмы технологического назначения.

1.1.2 Указанные в 1.1.1 грузоподъемные устройства должны также отвечать требованиям Правил по грузоподъемным устройствам морских судов в том объеме, в каком эти требования применимы.

1.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за указанными в 1.1.1 грузоподъемными устройствами ПНК/ПБУ/МСП при их изготовлении, монтаже и эксплуатации, а также требования к объему технической документации, предъявляемой на рассмотрение и одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.2 Грузоподъемные устройства, не регламентируемые Правилами по грузоподъемным устройствам морских судов, или устройства, предназначенные для эксплуатации в особых условиях, не предусматриваемых Правилами по грузоподъемным устройствам морских судов, являются предметом специального рассмотрения Регистром.

2 ТРЕБОВАНИЯ К ГРУЗОВЫМ КРАНАМ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

2.1 Краны, используемые для перемещения грузов или для перемещения персонала на ПНК/ПБУ/МСП, должны отвечать требованиям настоящего раздела и требованиям международных стандартов.

2.2 Скорость подъема (спуска) груза V, м/с, должна быть не менее:

$$V = 0{,}1(H_{1/3} + 1)\ , \qquad (2.2)$$

где $H_{1/3}$ — значительная высота волны (13 %-ной обеспеченности) в соответствии с проектом ПНК/ПБУ/МСП, одобренным Регистром, м.

2.3 Для грузового крана специального назначения динамический коэффициент для расчета кранового основания (пьедестала) должен быть принят как минимум в 1,3 раза больше динамического коэффициента, применяемого для расчета обычного судового крана.

2.4 Кран, используемый для перемещения персонала, должен удовлетворять следующим требованиям:

лебедки крана, используемого для перемещения персонала, должны быть обеспечены двумя тормозными системами, одна из которых должна управляться вручную;

грузоподъемность крана должна быть не менее, чем в два раза больше расчетной нагрузки, включающей в себя вес всех устройств (беседки, съемных деталей), а также вес перемещаемого персонала;

если скорость спуска крана больше, чем 0,3 м/с, система управления и контроля должна обеспечивать плавное приземление средства перемещения (беседки);

в случае аварийного отказа привода крана должно обеспечиваться безопасное приведение крана в положение для спуска беседки с персоналом, а также безопасный спуск беседки.

2.5 Грузовой кран специального назначения должен быть оборудован:

системой постоянного натяжения грузового троса, если грузоподъемность гака менее 25 т;

устройством обнаружения слабины троса;

индикатором нагрузки или индикатором грузового момента;

системой аварийной звуковой и световой сигнализации, срабатывающей когда нагрузка или опрокидывающий момент составляют 90 % от грузоподъемности.

2.6 Для кранов, предназначенных для погрузки/выгрузки с судов обеспечения в условиях волнения, должна быть предусмотрена система аварийного освобождения грузового гака, которая позволяет отдавать трос в случае непредвиденной перегрузки крана, вызванной тем, что гак или груз зацепился за судно обеспечения.

2.7 Система постоянного натяжения (компенсатор движения) должна поддерживать его на уровне не более 1,5 т.

2.8 Барабаны лебедок должны иметь устройство для обнаружения слабины троса, которое должно приводиться в действие автоматически, если трос ослаблен в процессе опускания.

2.9 Кабина грузового крана специального назначения должна удовлетворять следующим требованиям:

кабина должна обеспечивать оператору достаточный обзор рабочей зоны, включая гак и его положение;

окна должны иметь средства против обмерзания и тумана;

кабина должна быть снабжена стекло-очистителями;

кабина должна быть оборудована подогревателями, вентилятором, кондиционером;

кабина должна иметь пожаробезопасную конструкцию;

кабина должна быть оборудована устройством аварийной эвакуации оператора.

2.10 Каждый кран после сборки на предприятии-изготовителе должен быть подвергнут функциональным испытаниям по программе, одобренной Регистром и в присутствии инспектора Регистра.

Копия одобренной программы функциональных испытаний должна храниться в инструкции по эксплуатации крана.

2.11 После установки на платформе кран должен быть испытан по прямому назначению по программе, согласованной заказчиком, одобренной Регистром и в присутствии инспектора Регистра, а также представителя заказчика. Программа функциональных испытаний, а также программа испытаний после установки на ПНК/ПБУ/МСП, должна быть разработана поставщиком крана и одобрена Регистром.

2.12 В процессе эксплуатации кран должен проходить испытания по прямому назначению со следующей периодичностью:

после первоначальной установки на ПНК/ПБУ/МСП;

после любого существенного переоборудования, а также после ремонта или замены основных несущих конструкций крана (опор, стрелы, каркаса).

2.13 Программа испытаний, проводимых в процессе эксплуатации крана, должна быть согласована с Регистром.

2.14 Периодические испытания должны проводиться не реже, чем один раз в пять лет.

2.15 Для проведения ремонтных и грузоподъемных работ в производственных помещениях бурового комплекса и систем добычи, подготовки и отгрузки продукции ПНК/ПБУ/МСП должны быть предусмотрены грузоподъемные технологические устройства необходимой грузоподъемности.

3 ТРЕБОВАНИЯ К ГРУЗОПОДЪЕМНЫМ МЕХАНИЗМАМ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

3.1 ТАЛЕВЫЕ БЛОКИ

3.1.1 На корпусах оборудования, входящего в состав талевой системы (кронблок, талевый блок, крюк), должна быть указана их допускаемая грузоподъемность.

3.1.2 Резьбовое соединение ствола крюка с упорной гайкой должно иметь устройство, исключающее самопроизвольное отворачивание гайки.

3.1.3 Основной рог крюка должен иметь самозакрывающееся устройство, предохраняющее штроп вертлюга от самопроизвольного выхода из зева. Устройство должно иметь приспособление для принудительного его открывания.

3.1.4 Конструкция крюка должна исключать самопроизвольное выпадение элеваторных штропов из боковых рогов.

3.1.5 Ствол крюка должен иметь устройство для принудительного стопорения вращения при технологической необходимости.

3.1.6 Конструкция крюка и талевого блока должна обеспечивать равномерное распределение нагрузки на подвешенные к нему штропы.

3.1.7 Зазоры между кожухом и ребордами шкивов талевой системы должны быть не более 0,25 диаметра каната.

3.1.8 Для обеспечения устойчивости талевого блока с крюком или автоматическим элеватором при перемещении без нагрузки центр его тяжести должен быть расположен ниже оси канатных шкивов.

3.1.9 Конструкция механизма крепления и перепуска неподвижного конца каната должна:

обеспечивать возможность перепуска и смены каната без сбрасывания витков с барабана (кроме мобильных буровых установок);

исключать нахлест находящихся на его барабане витков каната при ослаблении его натяжения.

3.2 КРЮКОБЛОК И ВЕРТЛЮГ

3.2.1 Крюкоблок предназначен для подвешивания при помощи стропов с элеватором бурильных колонн и вертлюга в процессе бурения и спускоподъемных операций для поддержания на весу колонны обсадных труб при спуске их в скважину, а также при монтажно-демонтажных работах. Грузоподъемность крюкоблока должна соответствовать грузоподъемности крана.

3.2.2 Ствол крюка должен иметь устройство для принудительного стопорения вращения при технологической необходимости.

3.2.3 Основной рог крюка должен иметь самозакрывающееся устройство, предохраняющее штроп вертлюга от самопроизвольного выхода из зева. Устройство должно иметь приспособление для принудительного его открывания. Конструкция крюка должна исключать самопроизвольное выпадение элеваторных штропов из боковых рогов.

3.2.4 Штроп вертлюга должен иметь ограничение поворота в пределах от 25 до 50° в сторону, противоположную горловине вертлюга.

3.2.5 Конструкция вертлюга должна обеспечивать возможность безопасной смены уплотнений грязевой трубы на буровой вышке (без отсоединения отвода и бурового рукава).

3.2.6 Уплотнительные элементы в гидравлической части вертлюга должны быть рассчитаны на давление, равное его 1,5-кратному рабочему давлению в системе.

3.2.7 Присоединительная резьба ствола вертлюга должна быть левого вращения.

ЧАСТЬ VII. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1 Требования настоящей части распространяются на теплообменные аппараты и сосуды под давлением, используемые в составе нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП.

1.1.1 Сепараторы:
бурового раствора;
систем подготовки нефти;
систем подготовки газа/конденсата.

1.1.2 Разделители многофазные.

1.1.3 Электродегидраторы.

1.1.4 Обессоливатели.

1.1.5 Массобменные колонны.

1.1.6 Камеры приема/запуска очистных и диагностических устройств.

1.1.7 Теплообменники:
пластинчатые;
кожухотрубные;
емкостные подогреватели.

1.1.8 Установки водоподготовки технологической воды.

1.2 Требования Правил не распространяются на котлы с органическими теплоносителями, сосуды под давлением для сжатого воздуха и инертных газов (азота) различного, в том числе и технологического, назначения, которые должны соответствовать требованиям части IX «Котлы, теплообменные аппараты и сосуды под давлением» Правил ПБУ/МСП.

2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за теплообменными аппаратами и сосудами под давлением нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП при их изготовлении, монтаже и эксплуатации, а также требования к объему технической документации, предъявляемой на рассмотрение и одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.2 Признанию Регистром в соответствии с 8.3 части I «Общие положения по техническому наблюдению» подлежат предприятия, изготавливающие:

.1 прокат из стали для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.2 стальные трубы и детали трубопроводов для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.3 полуфабрикаты стальные (поковки, отливки, заготовки), если они изготавливаются для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением на отдельном от прокатного производства предприятии;

.4 теплообменные аппараты, работающие при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.5 сосуды под давлением, работающие при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении.

2.3 Техническому наблюдению Регистра подлежат теплообменные аппараты и сосуды, указанные в 1.1, с рабочим давлением 0,07 МПа и более, вместимостью 0,025 $м^3$ и более, у которых произведение величин давления, МПа, на вместимость, $м^3$, составляет 0,02 и более.

2.4 Объем технического наблюдения, применяемые материалы, прочность конструктивных элементов, сварка и термическая обработка, а также объемы испытаний теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, указанных в 1.1 настоящей части Правил, должны соответствовать требованиям разд. 1, 2 и 6 части X «Котлы, теплообменные аппараты и сосуды под давлением» Правил классификации и постройки морских судов в части не противоречащей требованиям нижеприведенных разделов настоящих Правил.

2.5 Расчеты прочности теплообменных аппаратов и сосудов под давлением должны быть выполнены на основании требований разд. 2 части X «Котлы, теплообменные аппараты и сосуды под давлением» Правил классификации и постройки морских судов, признанных Регистром стандартов или одобренной Регистром технической документации.

3 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕПЛООБМЕННЫМ АППАРАТАМ И СОСУДАМ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

3.1 МАТЕРИАЛЫ

3.1.1 Общие положения.

3.1.1.1 Материалы, предназначенные для изготовления деталей и узлов теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, должны отвечать требованиям согласованных с Регистром стандартов и одобренной Регистром технической документации.

3.1.1.2 Химический состав стали устанавливается по стандартам или согласованным с Регистром техническим условиям/спецификациям в зависимости от требуемых механических свойств, в том числе при расчетной повышенной температуре, при этом содержание основных элементов не должно превышать величин, указанных в 3.3 части X «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

3.1.1.3 Сталь должна быть спокойной. Применение кипящей стали не допускается, а полуспокойной допускается по согласованию с Регистром. По согласованию с Регистром допускается обработка стали измельчающими зерно элементами.

3.1.1.4 Применение плакированных и наплавленных материалов допускается для изготовления теплообменных аппаратов и сосудов, если материалы основного, плакирующего слоев и наплавочные материалы изготавливаются по согласованным с Регистром стандартам/техническим условиям.

3.1.1.5 Применение электросварных труб с продольным или спиральным швом допускается по стандартам или техническим условиям, согласованным Регистром, при условии контроля шва по всей длине средствами неразрушающего контроля.

Бесшовные или сварные трубы должна проходить гидравлическое испытание в соответствии с согласованным с Регистром стандартам/техническим условиям. Допускается не производить гидравлическое испытание бесшовных труб, если они подвергаются по всей поверхности неразрушающему контролю.

3.1.1.6 Плакированные и наплавленные листы и поковки с наплавкой должны подвергаться ультразвуковому контролю или контролю другими методами, обеспечивающими выявление отслоений плакирующего (наплавленного) слоя от основного слоя металла, а также несплошностей и расслоений металла поковок. При этом объем оценки качества устанавливается стандартами или техническими условиями, согласованными с Регистром. Биметаллические листы толщиной более 25 мм, предназначенные для изготовления сосудов, работающих под давлением свыше 4,0 МПа, должны подвергаться полному контролю ультразвуковой дефектоскопией или другими равноценными методами.

3.1.1.7 Углеродистая и низколегированная листовая сталь толщиной более 60 мм, предназначенная для изготовления сосудов, работающих под давлением свыше 10,0 МПа, должна подвергаться полистному контролю ультразвуковым или другим равноценным методом дефектоскопии.

3.1.1.8 Поковки из углеродистых, низколегированных и легированных сталей, предназначенные для работы под давлением свыше 6,3 МПа и имеющие один из габаритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм, должны подвергаться поштучному контролю ультразвуковым или другим равноценным методом.

3.1.1.9 Применение серого и ковкого чугуна для изготовления деталей и корпусов теплообменных аппаратов и сосудов под давлением не допускается. Детали и арматура теплообменных аппаратов и сосудов под давлением диаметром до 1000 мм и рабочим давлением до 1,0 МПа могут изготавливаться из чугуна с шаровидным графитом с полностью ферритной структурой согласно табл. 3.9.3.1 части XIII «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

3.1.2 Механические свойства.

3.1.2.1 Механические свойства стали при комнатной и расчетных температурах устанавливаются стандартами/техническими условиями.

3.1.2.2 Свойства стали должны подтверждаться следующими испытаниями:

на растяжение с определением временного сопротивления, предела текучести и относительного удлинения;

на изгиб;

на ударный изгиб (KCU или KCV).

По требованию Регистра могут быть проведены и другие виды испытаний, подтверждающие возмож-

ность применения стали в заданных условиях эксплуатации.

3.1.2.3 Отбор проб и объем испытания должен соответствовать требованиям 3.3 части X «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

3.1.3 Материалы арматуры теплообменных аппаратов и сосудов под давлением.

3.1.3.1 Арматура теплообменных аппаратов и сосудов должна изготавливаться в соответствии с одобренными Регистром стандартами/техническими условиями.

3.1.3.2 Использование медных сплавов для арматуры теплообменных аппаратов и сосудов под давлением допускается при расчетной температуры среды до 250 °С и рабочего давления до 1,6 МПа.

3.2 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ И СОСУДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПРИ ИХ ИЗГОТОВЛЕНИИ

3.2.1 Общие положения.

3.2.1.1 Теплообменные аппараты и сосуды под давлением, указанные в 1.1 и входящие в Номенклатуру объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. разд. 7 части I «Общие положения по техническому наблюдению»), должны изготавливаться на признанных Регистром предприятиях.

3.2.1.2 Изготовление теплообменных аппаратов и сосудов под давлением осуществляется на предприятиях под техническим наблюдением Регистра с оформлением соответствующих документов, указанных в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП.

3.2.2 Техническое наблюдение Регистра на предприятиях.

3.2.2.1 Общие положения по организации технического наблюдения за изготовлением теплообменных аппаратов и сосудов под давлением нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать части I «Общие положения по техническому наблюдению» Правил технического наблюдения за постройкой судов, изготовлением материалов и изделий для судов.

3.2.2.2 Изготовление теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, а также выполнение технологических операций осуществляется под наблюдением Регистра по одобренной технической документации, состав которой приведен в 1.3.4 части X «Котлы, теплообменные аппараты и сосуды под давлением» Правил классификации и постройки морских судов.

3.2.2.3 Объем освидетельствований при установившемся производстве деталей, узлов и изделий в целом состоит в проверках:

.1 документации на материалы и их наружный осмотр;

.2 обработки деталей;

.3 сварочных работ;

.4 изготовления деталей и узлов изделий;

.5 сборки изделий;

.6 гидравлических испытаний.

Необходимость проведения освидетельствований, указанных в 3.2.2.3.2 — 3.2.2.3.4, является предметом специального рассмотрения Регистра.

3.2.2.4 Изготовление сварных обечаек, днищ и корпусов теплообменных аппаратов и сосудов под давлением должно осуществляться по технологии, разработанной предприятием-изготовителем и одобренной Регистром.

3.2.2.5 Сборка деталей и узлов изделий должна выполняться в пределах допусков на зазоры между элементами согласно технической документации, одобренной Регистром. Достижение требуемого сопряжения между деталями изделий путем приложения сборочными приспособлениями чрезмерного натяга не допускается.

При необходимости по согласованию с Регистром подгонка может осуществляться нагревом.

3.2.2.6 Все элементы теплообменных аппаратов и сосудов под давлением после изготовления или сборки должны подвергаться гидравлическим испытаниям в соответствии с требованиями 1.7 части X «Котлы, теплообменные аппараты и сосуды под давлением» Правил классификации и постройки морских судов. Величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы эквивалентное напряжение в стенке трубопровода при пробном давлении не превышало 90 % предела текучести материала при температуре испытания.

3.2.2.7 Сосуды, изготовление которых заканчивается на месте установки, транспортируемые на место монтажа частями, подвергаются гидравлическому испытанию на месте монтажа. Гидравлическое испытание вертикально устанавливаемых сосудов допускается проводить в горизонтальном положении при условии обеспечения прочности корпуса сосуда, для чего расчет на прочность должен быть выполнен разработчиком проекта сосуда с учетом принятого расположения сосуда в процессе гидравлического испытания.

3.2.2.8 Время выдержки изделия под пробным давлением устанавливается в технической документации, одобренной Регистром. Время выдержки при испытательном давлении должно быть не менее:

для толщин стенок изделий до 50 мм — 10 мин;

свыше 50 до 100 мм — 20 мин;

свыше 100 мм — 30 мин.

3.3 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ И СОСУДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПРИ ПОСТРОЙКЕ ПНК/ПБУ/МСП

3.3.1 Общее.

3.3.1.1 Освидетельствование систем трубопроводов при постройке ПНК/ПБУ/МСП должно осуществляться в соответствии с разд. 9 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

3.3.2 Техническое наблюдение Регистра на предприятиях при постройке ПНК/ПБУ/МСП.

3.3.2.1 Монтаж теплообменных аппаратов и сосудов под давлением осуществляется под наблюдением Регистра по одобренной технической документации.

3.3.2.2 Состав освидетельствований Регистра при монтаже теплообменных аппаратов и сосудов, как правило, должен содержать:

3.3.2.2.1 Для теплообменных аппаратов:

.1 проверка установки на фундамент и крепления;

.2 проверка в действии.

3.3.2.2.2 Для сосудов под давлением:

.1 проверка установки на фундамент и крепления;

.2 внутреннее освидетельствование;

.3 проверка в действии.

3.3.2.3 Внутренне освидетельствование теплообменных аппаратов и сосудов под давлением проводится перед их подготовкой к испытанию в действии для подтверждения того, что все их элементы находятся в надлежащем состоянии в соответствии с одобренной технической документацией.

3.3.2.4 Проверка в действии теплообменных аппаратов и сосудов под давлением осуществляется по программе, одобренной Регистром. Освидетельствование теплообменных аппаратов в действии проводится совместно с обслуживающими системами, трубопроводами и устройствами.

При этом проверяется: качество монтажа, работа на спецификационных параметрах рабочей среды, действие арматуры, контрольно-измерительных приборов и регулирующих устройств, регулировка предохранительных устройств.

3.3.2.5 Освидетельствование в действии сосудов под давлением предусматривает проверку качества их монтажа и надежности в работе.

При этом проверяется: исправность арматуры, контрольно-измерительных приборов и регулирующих устройств, а также пропускная способность и регулировка предохранительных устройств.

3.4 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ И СОСУДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПНК/ПБУ/МСП В ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.4.1 Первоначальные освидетельствования.

3.4.1.1 К первоначальному освидетельствованию предъявляются теплообменные аппараты и сосуды под давлением нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, построенных без технического наблюдения Регистра, а также при освидетельствованиях, указанных в 10.2.2 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

3.4.1.2 При первоначальном освидетельствовании теплообменных аппаратов и сосудов под давлением проводится их внутреннее освидетельствование, гидравлическое испытания и наружный осмотр.

3.4.1.3 При наличии свидетельств (сертификатов) или разрешений, выданных другим классификационным или надзорным органом могут быть зачтены освидетельствования, указанные в 3.4.1.2, в пределах сроков установленной периодичности. Сроки следующих освидетельствований и испытаний в этом случае отсчитываются от дат, указанных в свидетельствах (сертификатах), с учетом последующего совмещения с периодическими освидетельствованиями.

3.4.2 Периодические освидетельствования.

3.4.2.1 Объем периодических освидетельствований теплообменных аппаратов и сосудов под давлением нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должен соответствовать требованиям разд. 10 и табл. 10.2.7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

3.4.2.2 Теплообменные аппараты и сосуды под давлением, работающие со средой, которая вызывает коррозию материала со скоростью не более 0,1 мм/год, должны подвергаться наружному и внутреннему осмотру не реже 1 раза в 2 года, а гидравлическим испытаниям пробным давлением — 1 раз в 8 лет.

3.4.2.3 При скорости коррозии материала теплообменных аппаратов и сосудов под давлением более 0,1 мм/год необходимы ежегодные наружные и внутренние осмотры.

3.4.2.4 Гидравлические испытания теплообменных аппаратов и сосудов под давлением проводятся при пробном давлении $p_{пр}$, МПа, равном:

$$p_{пр} = 1{,}25p\frac{\sigma_{20}}{\sigma_t}, \qquad (3.4.2.4)$$

где p — расчетное давление, МПа;

σ_{20} — допускаемое напряжение для материала при 20 °С, МПа;

σ_t — допускаемое напряжение для материала при максимальной положительной расчетной температуре, МПа.

Для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, недоступных для полного внутреннего освидетельствования, а также после существенного ремонта, пробное давление принимается равным $1{,}5p$.

ЧАСТЬ VIII. МАТЕРИАЛЫ И СВАРКА

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Требования настоящей части распространяются на материалы и сварку, применяемые для изготовления, монтажа и ремонта комплектующих изделий нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, являющимися объектами технического наблюдения Регистра, кроме указанных в 1.1.2.

1.1.2 Требования к материалам и сварке конструкций буровых вышек и подвышечных оснований ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать 2.1.2.1 и 2.1.2.2 части II «Системы и оборудование для бурения».

1.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.2.1 Материалы, используемые для изготовления систем, устройств и механизмов нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должны отвечать требованиям, изложенным в части XIII «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов, в части XII «Материалы» Правил ПБУ/МСП, в части XIII «Материалы» Правил ПНК и в частях V, VII настоящих Правил в том объеме, в каком эти требования применимы.

1.2.2 При изготовлении материалов и изделий для нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП Регистр может допустить применение нормативно-технических документов иностранных классификационных обществ, других признанных национальных и международных норм, правил и стандартов.

1.2.3 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за материалами и сваркой нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП при его изготовлении, монтаже и эксплуатации должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.4 Материалы и изделия, предназначенные для изготовления трубопроводов систем, теплообменных аппаратов и сосудов под давлением в составе нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП и указанные в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1), должны быть сертифицированы Регистром.

1.2.5 В соответствии с Номенклатурой объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованием ПНК/ПБУ/МСП (см. табл. 7.1) признанию Регистра подлежат предприятия, производящие следующие материалы:

.1 прокат из стали для теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.2 стальные трубы и детали трубопроводов для теплообменных аппаратов, сосудов под давлением и трубопроводов, работающих при давлении более 0,07 МПа или температуре на 10 °С выше температуры насыщения рабочей жидкости при атмосферном давлении;

.3 полуфабрикаты стальные (поковки, отливки, заготовки), если они изготавливаются для теплообменных аппаратов, сосудов под давлением и трубопроводов на отдельном от прокатного производства предприятии.

Процедура признания предприятий-изготовителей материалов для нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должна соответствовать 8.3 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

1.2.6 Материалы, применяемые для изготовления систем, устройств и механизмов нефтегазового оборудования, должны обеспечивать надежную работу этого оборудования в течение расчетного срока их службы с учетом заданных условий эксплуатации (расчетной нагруженности, минимальной и максимальной расчетной температуры, скорости и частоты изменения нагрузки, усталостной прочности), состава и характера среды (коррозионной активности, токсичности и др.), а также влияния температуры окружающей среды и других факторов.

1.2.7 Для изготовления, монтажа и ремонта систем, механизмов и устройств нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны применяться материалы, предусмотренные в одобренном Регистром проекте и допущенные действующей нормативной документацией.

1.2.8 При выполнении работ по сварке в процессе изготовления, монтажа и ремонта нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны выполняться требования части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов, части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП и части XIV «Сварка» Правил ПНК.

1.2.9 Сварочные материалы, применяемые при сварке в процессе изготовления, монтажа и ремонта нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должны быть одобрены Регистром (см. 8.2.5 части I «Общие положения по техническому наблюдению»)

согласно требованиям разд. 4 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов.

1.2.10 Одобрение технологических процессов сварки, применяемых при изготовлении, монтаже и ремонте нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП (см. 8.2.6 части I «Общие положения по техническому наблюдению» настоящих Правил) должно соответствовать требованиям разд. 6 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов.

1.2.11 Аттестация сварщиков, допускаемых Регистром к сварке при изготовлении, монтаже и ремонте нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должна выполняться согласно требованиям разд. 5 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов.

2 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ И СВАРКЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ, КОНТАКТИРУЮЩИМ С КОРРОЗИОННО-АГРЕССИВНЫМИ СРЕДАМИ

2.1.2 Оборудование системы бурового раствора, систем добычи и подготовки продукции ПНК/ПБУ/МСП при работе на месторождениях морского шельфа, содержащих сероводород и другие коррозионно-агрессивные вещества, должно быть изготовлено из материалов, обеспечивающих работоспособность и долговечность в указанных средах, или иметь надежную ингибиторную или специальную защиту.

2.1.2 Материалы для обычного или устойчивого к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнения должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристик коррозионно-агрессивной среды.

2.1.3 Материалы, устойчивые к сульфидно-коррозионному растрескиванию, должны быть применены при параметрах коррозионно-агрессивной среды, указанных в 1.3 части V «Системы и трубопроводы».

2.1.4 Материалы нефтегазового оборудования, устойчивые к сульфидно-коррозионному растрескиванию, должны соответствовать одобренной Регистром технической документации и/или признанным Регистром стандартам.

2.1.5 Испытания на стойкость материалов к коррозионно-агрессивным средам должны проводиться в соответствии с указаниями 4.3.9.5 Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов.

2.2 ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЮ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ

2.2.1 Методы и объемы контроля материалов и полуфабрикатов должны определяться на основании одобренной Регистром технической документации и/или признанных Регистром стандартов.

2.2.2 Плакированные и наплавленные листы, а также поковки, должны подвергаться ультразвуковому контролю или контролю другими методами неразрушающего контроля, обеспечивающими выявление отслоений плакирующего (направленного) слоя от основного металла, а также несплошностей и расслоений металла поковок. При этом объем оценки качества устанавливается одобренными Регистром техническими условиями на плакированные или наплавленные листы и поковки или признанными Регистром стандартами.

2.2.3 Углеродистая и низколегированная сталь толщиной более 60 мм, используемая при изготовлении силовых элементов механизмов и устройств, должна подвергаться полистному контролю ультразвуковым или другим равноценным методом дефектоскопии. Методы и нормы контроля должны соответствовать требованиям признанных Регистром стандартов.

2.2.4 Поковки из углеродистых, низколегированных и среднелегированных сталей, предназначенных для изготовления высоконагруженных силовых элементов и имеющих один из габаритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм, должны подвергаться поштучному контролю ультразвуковым или иным равноценным методом. Дефектоскопии подвергается не менее 50 % объема контролируемой поковки. Методика и нормы контроля должны соответствовать нормативной документации. При необходимости процент контроля может быть увеличен до 100 %.

2.3 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДОВ

2.3.1 Требования к материалам стальных трубопроводов систем нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать требованиям 2.2 части V «Системы и трубопроводы».

2.3.2 Требования к материалам арматуры трубопроводов систем нефтегазового оборудования

ПНК/ПБУ/МСП должны соответствовать требованиям 2.4 части V «Системы и трубопроводы».

2.4 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ И СОСУДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

2.4.1 Требования к материалам теплообменных аппаратов и сосудов под давлением, входящих в состав нефтегазового оборудования ПНК/ПБУ/МСП, должны соответствовать требованиям 3.1 части VII «Теплообменные аппараты и сосуды под давлением».

ЧАСТЬ IX. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

1 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1.1 Требования данного раздела распространяются на электрическое оборудование бурового и технологического комплексов, которое должно отвечать требованиям части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП в том объеме, в каком эти требования применимы.

1.1.2 Класс и границы взрывоопасных зон, в которых расположены оборудование, устройства, технологические емкости и трубопроводы систем технологического и бурового комплексов ПНК/ПБУ/МСП, устанавливаются в соответствии с требованиями глав 2.9, 2.10, 2.11 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП, а также требований национальных надзорных органов.

1.1.3 Электрооборудование, средства КИП и А, устройства освещения, сигнализации и связи бурового и технологического комплексов, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны быть сертифицированы с точки зрения взрывоопасности и иметь соответствующие сертификаты, подтверждающие вид взрывозащиты, выданные специальной компетентной национальной или международной организацией, документы (сертификаты) которой признаются Регистром.

1.2 КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

1.2.1 В зависимости от частоты и длительности присутствия взрывоопасной смеси взрывоопасные зоны ПНК/ПБУ/МСП подразделяются на следующие классы:

0-й класс — пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха и газа;

1-й класс — пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха и газа;

2-й класс — пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха и газа, а в случае ее появления в результате аварии или повреждения технологического оборудования эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

1.2.2 Остальные помещения и пространства считаются взрывобезопасными. Зоны должны представлять собой помещения или пространства, в которых размещено однотипное с точки зрения взрывозащиты оборудование. Размещение того или иного оборудования в определенной взрывоопасной зоне должно проводиться в соответствии с требованиями глав 2.4, 2.11 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП, а также требованиями национальных надзорных органов.

1.3 ВЗРЫВООПАСНЫЕ ЗОНЫ ПНК/ПБУ/МСП

1.3.1 Границы опасных зон определяются физическими свойствами взрывоопасных смесей, характеристиками оборудования бурового и технологического комплексов и помещений (пространств), в которых устанавливается нефтегазовое оборудование (см. также 2.9 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП).

1.3.2 Помещения и пространства ПНК/ПБУ/МСП, в которых образуются или могут проникать взрывоопасные газовоздушные смеси, должны быть отнесены к тому или иному классу взрывоопасной зоны в соответствии с табл. 1.3.1.

Таблица 1.3.1

№ п/п		Помещения и пространства	Класс взрывоопасности/ зоны
1	1.1	Внутренние пространства закрытых цистерн и трубопроводов, относящихся к технологическим устройствам системы газонасыщенного (активного) бурового раствора, то есть раствора между устьем скважины и конечным дегазирующим устройством, внутренние пространства цистерн и трубопроводов углеводородных продуктов.	**0**
	1.2	Внутренние пространства открытых технологических устройств от поверхности бурового раствора до верхнего среза устройства.	
	1.3	Внутренние пространства вентиляционных труб для отвода нефтегазовоздушной смеси из объемов и пространств, указанных в пп. 1.1 и 1.2 данной таблицы.	

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п		Помещения и пространства	Класс взрыво-опасности/ зоны
2[1]	2.1	Закрытые помещения, в которых установлено открытое технологическое оборудование и устройства для нефти и бурового раствора, содержащие нефть и нефтяные газы.	**1**
	2.2	Внутренние объемы шахт, каналов, лотков и других аналогичных устройств, в которых невозможно рассеивание горючих газов и паров нефти.	
	2.3	Помещения для хранения грузовых шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) с температурой вспышки 60 °С и менее.	
	2.4	Помещения малярные, кладовые красок, растворителей и т.п.	
3	3.1	Закрытые пространства, содержащие какую-либо часть циркуляционной системы газонасыщенного (активного) бурового раствора (например, между устьем скважины и виброситом), в которой имеются разъемные соединения или открытый желоб.	**2**
	3.2	Закрытые или полузакрытые пространства, расположенные под буровой палубой, в которых находятся возможные источники выделения нефтегазовоздушной смеси.	
	3.3	Закрытые пространства на буровой палубе, не отделенные прочной газонепроницаемой палубой от помещений под буровой палубой	
	3.4	Зона в пределах 1,5 м во все стороны от границ любых отверстий в оборудовании, являющимся составной частью системы газонасыщенного бурового раствора, в открытых или полузакрытых пространствах, кроме закрытых и полузакрытых пространств под буровой палубой, а также зона в пределах 1,5 м от вытяжных вентиляционных отверстий помещений зоны «1», или от любого другого отверстия для доступа в зону «1».	
	3.5	Каналы, углубления и другие подобные конструкции в пространствах, которые могли бы быть отнесены к зоне «2», но удаление скапливающихся паров и газов из которых невозможно.	
4[1]	4.1	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические установки и устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы отключающих и регулирующих устройств для ЛВЖ и горючих газов.	
	4.2	Помещения насосных по перекачке нефти и производственных сточных вод с содержанием нефти свыше 150 мг/л.	
	4.3	Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, содержащих нефть и нефтяные газы или ЛВЖ, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны.	
5	5.1	Закрытые пространства, в которых расположены открытые части циркуляционной системы бурового раствора на участке между выходом из дегазирующего устройства до места присоединения приемной трубы насоса бурового раствора (дегазированный буровой раствор).	
	5.2	Открытые пространства в пределах границ буровой вышки на высоту до 3 м над буровой палубой.	
	5.3	Полузакрытые пространства под настилом буровой палубы и рядом с буровой вышкой или за ее пределами до любого ограждения (переборки), которое может задерживать газы.	
	5.4	Сферические открытые пространства под настилом буровой палубы радиусом 3 м от возможного источника выделения нефтегазовоздушной смеси, как например, от торца ниппеля бурильной трубы.	
	5.5	Пространства, простирающиеся на 1,5 м во все стороны за пределы зоны «1», определенной требованиями пп. 3.2 и 3.4 данной таблицы.	
	5.6	Сферические открытые пространства радиусом 1,5 м от границ отверстий вытяжной вентиляции или любых других отверстий для доступа в помещения и пространства зоны «2» из безопасной зоны.	
	5.7	Полузакрытые буровые вышки на высоту их корпусов над буровой палубой, или на высоту 3 м над ней, в зависимости от того, что выше.	
	5.8	Воздушные замкнутые пространства (шлюзы) между зоной «1» и взрывобезопасными зонами.	
6[1]	6.1	Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	
	6.2	Полузакрытые пространства, в которых установлены технологические устройства, оборудование, аппараты; пространства, ограниченные радиусом 15 м вокруг оси скважины от нижних конструкций платформы на всю высоту буровой вышки.	
	6.3	Полузакрытые пространства под настилом рабочей площадки буровой в пределах ограждения, содержащего нефть и нефтяные газы или ЛВЖ.	
	6.4	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения.	

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п	Помещения и пространства	Класс взрывоопасности/ зоны
	6.5 Полузакрытые пространства для хранения грузовых шлангов для перекачки ЛВЖ.	
	6.6 Пространства по горизонтали и вертикали от дыхательных труб и предохранительных шлангов и от устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	
	6.7 Пространства по горизонтали и вертикали от любых отверстий и проемов (окон, дверей) из помещений с взрывоопасными зонами, ограниченные расстоянием 0,5 м во все стороны.	

[1] Помещения и пространства, указанные в пунктах 2, 4, 6 таблицы, входят в состав взрывоопасных зон только при условии соответствия ПНК/ПБУ/МСП требованиям надзорных органов РФ.

1.3.3 Все закрытые помещения ПНК/ПБУ/МСП, где возможны возникновение или проникновение взрывоопасных смесей горючих газов или паров ЛВЖ, должны оборудоваться приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями 3.3.1 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил ПБУ/МСП и требованиями национальных надзорных органов.

1.3.4 Система контроля состава воздушной среды должна отвечать требованиям 7.9 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП и настоящих Правил.

1.3.5 Схема взрывоопасных зон и помещений ПНК/ПБУ/МСП должна быть одобрена Регистром и национальными надзорными органами.

1.3.6 Распределение на соответствующие взрывоопасные зоны помещений и пространств, не указанных в таблице 1.3.1, которые могут в определенных условиях становиться взрывоопасными, в каждом отдельном случае является предметом специального рассмотрения Регистра.

1.3.7 Если двери или другие отверстия предусмотрены между пространствами, указанными в табл. 1.3.1, то взрывоопасность любого помещения, имеющего такие отверстия, определяется в соответствии с 2.10 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

1.3.8 Помещения, в которых проложены участки трубопроводов для ЛВЖ или горючих жидкостей, не имеющие соединительных фланцев, относятся к невзрывоопасным при условии прокладки труб через переборки/палубы с применением вварных стаканов и в гильзах, имеющих негорючие уплотнения, исключающие поступление взрывоопасных смесей в помещения.

1.3.9 Участок транспортного трубопровода (райзера) для ЛВЖ, расположенный на ПНК/ПБУ/МСП за пределами взрывоопасных зон, рекомендуется дооборудовать защитным кожухом, предотвращающим растекание жидкости при разгерметизации трубопровода. При этом должна предусматриваться сигнализация при образовании взрывоопасной смеси в пространстве, ограниченном указанным защитным кожухом, сблокированная с системой ПАЗ. Сброс ЛВЖ из полости кожуха должен быть выполнен в систему открытого опасного дренажа.

1.4 КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ[1]

1.4.1 Взрывозащищенное электрооборудование классифицируется по уровням взрывозащиты, видам взрывозащиты, группам и температурным классам.

1.4.2 Взрывозащищенное электрооборудование по уровням взрывозащиты подразделяется на следующие виды:

.1 особовзрывобезопасное электрооборудование (уровень 0);

.2 взрывобезопасное электрооборудование (уровень 1);

.3 электрооборудование повышенной надежности против взрыва (уровень 2);

1.4.3 Особовзрывобезопасное электрооборудование — это взрывобезопасное электрооборудование с дополнительными средствами взрывозащиты.

1.4.4 Взрывобезопасное электрооборудование обеспечивает взрывозащиту как при нормальном режиме работы электрооборудования, так и при повреждении, за исключением повреждения средств взрывозащиты. Электрооборудование повышенной надежности против взрыва обеспечивает взрывозащиту только при нормальном режиме работы оборудования (при отсутствии аварий и повреждений).

[1] Учтены требования Федерального закона № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008 г.

1.4.5 Взрывозащищенное электрооборудование по видам взрывозащиты подразделяется на оборудование, имеющее:

.1 взрывонепроницаемую оболочку (d);

.2 заполнение или продувку оболочки под избыточным давлением защитным газом (p);

.3 искробезопасную электрическую цепь (i);

.4 кварцевое заполнение оболочки с токоведущими частями (q);

.5 масляное заполнение оболочки с токоведущими частями (0);

.6 специальный вид взрывозащиты, определяемый особенностями объекта (s);

.7 любой иной вид защиты (e).

1.4.6 Взрывозащищенное электрооборудование по допустимости применения в зонах должно соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудование, работающему с промышленными газами и парами (группа II и подгруппы IIA, IIB, IIC).

1.4.7 В зависимости от наибольшей допустимой температуры поверхности взрывозащищенное электрооборудование группы II подразделяется на следующие температурные классы:

.1 T1 (450 градусов Цельсия);

.2 T2 (300 градусов Цельсия);

.3 T3 (200 градусов Цельсия);

.4 T4 (135 градусов Цельсия);

.5 T5 (100 градусов Цельсия);

.6 T6 (85 градусов Цельсия).

1.4.8 Взрывозащищенное электрооборудование должно иметь маркировку. В приведенной ниже последовательности должны указываться:

.1 знак уровня взрывозащиты электрооборудования (2, 1, 0);

.2 знак, относящий электрооборудование к взрывозащищенному (Ex);

.3 знак вида взрывозащиты (d, p, i, q, o, s, e);

.4 знак группы или подгруппы электрооборудовании (I, II, IIA, IIB, IIC);

.5 знак температурного класса электрооборудования (T1, T2, T3, T4, T5, T6).

1.4.9 Методы испытания взрывозащищенного электрооборудования на принадлежность к соответствующему уровню, виду, группе (подгруппе), температурному классу устанавливаются международными или национальными стандартами.

1.5 РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕХАНИЗМОВ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ

1.5.1 Жилые и общественные помещения должны располагаться на максимальном удалении от взрывоопасных зон с учетом преобладающего направления ветра. Должны быть предусмотрены также конструктивные мероприятия для обеспечения защиты производственных и жилых помещений от возможного воздействия взрывов и пожаров.

1.5.2 Помещения, расположенные в зоне 2, а также взрывобезопасные машинные помещения технологического назначения, не должны сообщаться с взрывоопасными помещениями и пространствами. При наличии переходов они должны оборудоваться тамбуршлюзами, в которых создается подпор воздуха механической приточной вентиляцией.

1.5.3 На ПНК/ПБУ/МСП высотой 28 и более метров, оборудованных лифтами, шахты лифтов, не имеющие у выхода из них тамбур-шлюзов с избыточным давлением воздуха, должны быть оборудованы системой создания избыточного давления воздуха в шахте лифта при аварии.

1.5.4 Взрывоопасные помещения технологического назначения должны иметь не менее двух выходов, один из которых должен вести непосредственно на открытую палубу.

1.5.5 Должны быть обеспечены пути эвакуации персонала ПНК/ПБУ/МСП в случае аварии из взрывоопасных зон к временному убежищу, местам посадки в спасательные средства и вертолетной площадке.

1.5.6 Помещения основных, аварийных и резервных источников электроэнергии должны отделяться от помещений, расположенных в взрывоопасных зонах, противопожарными переборками и перекрытиями с пределом огнестойкости 1 ч (типа «А-60») со стороны возможного воздействия огня.

1.5.7 Установка дизель-генераторов/газотурбогенераторов в помещениях, находящихся в взрывоопасных зонах, не допускается.

1.5.8 Внешние переборки жилого модуля должны выдерживать воздействие огня не менее одного часа (типа А-60).

1.5.9 Со стороны зон размещения нефтегазового оборудования внешние переборки жилого модуля не должны иметь иллюминаторов и устройств забора воздуха для систем вентиляции и кондиционирования и должны покрываться огнестойким покрытием, а также иметь оборудование для создания водяных завес.

1.5.10 Распределительные щиты должны соответствовать требованиям 4.5 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

1.5.11 Кабели, провода и способы их прокладки и крепления должны соответствовать требованиям разд. 16 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

1.5.12 Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания должны быть обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания. Ресурс

работы автономного источника питания должен обеспечивать аварийное освещение на путях эвакуации в течение расчетного времени эвакуации людей в безопасную зону.

1.5.13 Расчетное время должно соответствовать времени питания светильников аварийного освещения при условии их питания от аварийного источника питания в соответствии с требованием 9.3 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

1.5.14 Радиостанции, посты (пульты) управления установок тушения пожаров, пожарной сигнализации должны размещаться в ЦПУ, а дублирующие средства управления и связи должны размещаться в ГПУ и временном убежище.

1.5.15 Закрытые помещения объектов добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа, конденсата должны быть отделены от помещений основных, аварийных и резервных источников электроэнергии противопожарными переборками типа А-60 и иметь аварийную вентиляцию с выводом показателей основных технологических параметров и показаний состояния воздушной среды на объектах в ЦПУ и ГПУ с выходом на систему звуковой и световой аварийной сигнализации и систему ПАЗ.

1.5.16 Правила применения электрооборудования в зависимости от степени его взрывопожарной опасности, а также показатели взрывопожарной опасности электрооборудования и методы их определения устанавливаются национальными и международными стандартами.

2 АВТОМАТИЗАЦИЯ

2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1.1 Требования данного раздела распространяются на автоматизированные системы управления всеми технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазового оборудования и противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ).

2.1.2 Системы АСУ ТП и ПАЗ могут быть объединены в единую систему.

2.1.3 АСУ ТП подлежит техническому наблюдению Регистра независимо от знака автоматизации в символе класса ПНК/ПБУ/МСП (см. 2.4 части I «Классификация» Правил ПБУ/МСП и 2.2 части I «Классификация» Правил ПНК).

2.1.4 Объекты технического наблюдения Регистра в АСУ ТП и ПАЗ указаны в Номенклатуре объектов технического наблюдения Регистра за нефтегазовым оборудованиям ПНК/ПБУ/МСП в разд. 7 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.2 ОБЪЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

2.2.1 Общие положения, относящиеся к порядку технического наблюдения за АСУ ТП и ПАЗ, а также требования к объему технической документации, представляемой на рассмотрение и одобрение Регистру, должны соответствовать требованиям разд. 3 — 10 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

2.2.2 Реализация функций контроля и управления системами, обеспечивающими бурение и добычу углеводородов, подготовку и отгрузку продукции, должна обеспечиваться автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП). Проект АСУ ТП может быть выполнен в различных вариантах количества уровней отключений в зависимости от проекта ПАЗ, комплекта установленного оборудования и технологических особенностей добычи пластового флюида на ПНК/ПБУ/МСП.

2.2.3 Система противоаварийной защиты (ПАЗ) осуществляет ручное аварийное отключение или через АСУ ТП электрооборудования технологического и бурового комплексов (см. 9.2 части XI «Электрическое оборудование» Правил ПНК).

2.2.4 Требования к системам управления и контроля энергетической установкой изложены в части VII «Механические установки и механизмы», в части X «Электрическое оборудование» и в части XIV «Автоматизация» Правил ПБУ/МСП. Требования к противопожарной защите и системам обнаружения пожара и взрывоопасных газов (контроля воздушной среды) изложены в части VI «Противопожарная защита» и в части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

2.3 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

2.3.1 Функционально в состав АСУ ТП должны входить в зависимости от назначения ПНК/ПБУ/МСП следующие подсистемы:

.1 система управления технологическими процессами, обеспечивающая контроль и управление буровым и технологическим комплексами;

.2 система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), обеспечивающая: отключение топливных и масляных насосов, оборудования, использующего воздух для сжигания/сжатия, останов бурового/технологического комплекса, отключение электрооборудования бурового/технологического комплекса при расширении взрывоопасных зон (см. также 2.2.3, 2.2.4);

.3 система административно-хозяйственного обеспечения (АХО), обеспечивающая: представление руководящему персоналу информации о состоянии производственных комплексов, сводок о ходе производственных процессов для передачи на берег, связи через спутниковую станцию с береговыми службами. Система АХО предназначена только для извлечения инженерной информации из АСУ ТП, управление из АХО должно быть исключено.

2.3.2 Информационные и управляющие связи АСУ ТП должны быть выполнены на базе микропроцессорной техники и осуществляться по быстродействующей зарезервированной сети передачи данных по стандартному помехозащищенному интерфейсу.

2.3.3 Технические средства аварийной сигнализации должны обеспечивать электрическую и информационную совместимость друг с другом, а также с другими взаимодействующими с ними техническими средствами.

2.3.4 Линии связи между техническими средствами аварийной/пожарной сигнализации должны быть выполнены с учетом обеспечения их функционирования при пожаре в течение времени, необходимого для обнаружения пожара, выдачи сигналов об эвакуации, времени, необходимого для эвакуации людей, а также времени, необходимого для управления другими техническими средствами.

2.3.5 Технические средства аварийной сигнализации должны быть устойчивы к воздействию электромагнитных помех с предельно допустимыми значениями уровня помех, характерного для защищаемого объекта. При этом данные технические средства не должны оказывать отрицательное воздействие электромагнитными помехами на иные технические средства, применяемые на объекте защиты.

2.3.6 Технические средства аварийной сигнализации должны обеспечивать электробезопасность.

2.3.7 В составе АСУ ТП должны быть предусмотрены источники бесперебойного питания (ИБП), предназначенные для обеспечения электроэнергией наиболее ответственной аппаратуры АСУ ТП во время и после отключения основной и аварийной энергетических установок (см. 2.4.2).

2.3.8 В АСУ ТП должны быть предусмотрены:

защиты от несанкционированного доступа;

от неправильных действий персонала;

от разрушения информации и программ;

автоматический и регламентный контроль исправности аппаратуры и устройств с выдачей информации на пост оператору.

2.3.9 Работоспособность средств аварийной сигнализации и контроля состава воздушной среды должна проверяться не реже одного раза в месяц.

2.3.10 Калибровка и поверка контрольно-измерительных приборов, средств автоматизации, а также блокировочных и сигнализирующих систем должны производиться по графикам, согласованным с надзорным территориальным органом, службой метрологии организации и утвержденным техническим руководителем организации.

2.3.11 Запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

не имеющими клейма или с просроченным клеймом;

без свидетельств и аттестатов;

отработавшими установленный срок эксплуатации;

поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.

2.3.12 Воздух, подаваемый в систему автоматики, должен быть предварительно очищен и осушен. Степень очистки и осушки воздуха должны соответствовать требованиям признанных норм и стандартов.

2.3.13 Система воздуха автоматики должна иметь ресивер, обеспечивающий запас сжатого воздуха для работы контрольно-измерительных приборов и средств автоматики в течение не менее 1 часа.

2.3.14 Все контрольно-измерительные приборы и щиты управления подлежат антистатическому заземлению независимо от применяемого напряжения

2.3.15 Технические средства контроля и управления, формирующие АСУ ТП, должны иметь 100 % резервирование.

2.4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ

2.4.1 Оборудование, средства КИП и А, устройства освещения, сигнализации и связи, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны предусматриваться в взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей.

2.4.2 Для питания средств контроля и управления противовыбросовым оборудованием должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания

(ИБП), обеспечивающий управление в условиях аварийного обесточивания в качестве аварийного переходного источника электрической энергии. Время работы от ИБП должно соответствовать времени работы от ИБП АСУ ТП, но не менее 30 мин. (см. также 9.3 части XI «Электрическое оборудование» Правил классификации и постройки морских судов).

2.4.3 Стационарные газосигнализаторы системы контроля воздушной среды должны быть двухпороговыми с порогами срабатывания 20 % и 50 % от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами и обеспечивать формирование сигналов в систему АСУ ТП.

2.4.4 Предел измерения рабочего давления должен находиться во второй трети шкалы манометра. На циферблате манометров должна быть нанесена красная черта или укреплена красная пластинка на стекле манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометр, установленный на высоте от 2 до 5 м от уровня площадки для наблюдения за ним, должен быть диаметром не менее 160 мм.

2.4.5 Требования к системам обнаружения пожара, взрывоопасных и токсичных газов (контроля воздушной среды) изложены в разд. 4 части VI «Противопожарная защита» и в 7.9 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

2.4.6 Контрольно-измерительные приборы, расположенные в ЦПУ и ГПУ, должны иметь надписи с указанием определяемых параметров.

2.5 АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ И АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ (АСУ ТП И ПАЗ)

2.5.1 При эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП должны соблюдаться следующие требования:

фонтанные скважины должны быть оборудованы автоматическими внутрискважинными и устьевыми клапанами-отсекателями, а также фонтанной арматурой, оборудованной задвижками с дистанционным управлением;

газлифтные скважины должны быть оборудованы устьевыми и линейными клапанами-отсекателями.

2.5.2 В работающих скважинах должен проводиться постоянный контроль давления в трубном и затрубном пространствах.

2.5.3 Продувка и разрядка скважин, трубопроводов, сепараторов и т. п. должна проводиться через блоки продувки и разрядки.

2.5.4 Система аварийного останова АСУ ТП (ПАЗ) должна быть спроектирована таким образом, чтобы ее можно было проверить, не нарушая работу других систем. Следует предусмотреть возможность периодического контроля срабатывания ПАЗ путем имитации возникновения ситуаций, указанных в 2.6 и 2.7.

2.5.5 Должны быть приняты меры по обеспечению электромагнитной совместимости оборудования АСУ ТП (см. 2.2 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП).

2.5.6 Система ПАЗ АСУ ТП предназначена для отключения оборудования, установленного для осуществления технологических процессов бурения скважин, добычи, подготовки, транспортировки скважинного продукта, сброса на факел, а также сброса давления и дренаж через специально предусмотренные системы в целях предупреждения опасности для всей платформы.

2.5.7 Должен быть предусмотрен ручной пуск ПАЗ АСУ ТП из следующих мест: ЦПУ, ГПУ, зоны расположения скважинных отсечных задвижек, временного убежища, вертолетной площадки и мест посадки персонала в спасательные шлюпки.

2.5.8 Должны быть учтены требования разд. 9 «Аварийные электрические установки» части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП, 9.2.4 «Система аварийного отключения» части XI «Электрическое оборудование» Правил ПНК, а также части XIV «Автоматизация» Правил ПБУ/МСП в той степени, в которой они применимы.

2.6 ЧАСТИЧНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

2.6.1 При возникновении аварийной ситуации на одной из скважин или на одном из блоков оборудования должна быть предусмотрена возможность частичного отключения техноло-гического процесса или скважины.

2.6.2 Система ПАЗ АСУ ТП должна предусматривать следующую последовательность операций:

закрытие устьевых клапанов и задвижек (в том числе и на блоке подводного противовыбросового оборудования), участвующих в данном технологическом процессе;

полное отключение блока технологического процесса добычи и подготовки углеводородного сырья и связанных с ним оборудования и систем.

2.6.3 Количество уровней аварийного останова и последовательность операций отключения проектируется для каждого проекта ПАЗ конкретной АСУ ТП для ПНК/ПБУ/МСП (см. также разд. 2 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции»).

2.6.4 Алгоритм закрытия (открытия) запорных клапанов, включения/отключения оборудования, перечень возможных неполадок технологических

процессов, способы их устранения, перечень значений параметров, при которых происходит частичная или полная остановка технологических процессов должны быть выполнены при идентификации в анализе рисков (см. 2.4 части X « Оценка безопасности») и описаны в соответствующих разделах технологического регламента, инструкциях по эксплуатации оборудования ПНК/ПБУ/МСП.

2.6.5 В случае отказа ПАЗ в АСУ ТП должны быть предусмотрены вмешательство оператора и возможность продолжения работы в ручном режиме.

2.6.6 При достижении концентрации углеводородов в воздухе взрывоопасных зон (0, 1, 2) величины 20 % НПВ должна срабатывать аварийно-предупредительная сигнализация (световая и звуковая) и включаться аварийная вытяжная вентиляция (АВВ).

2.6.7 В случае дальнейшего повышения концентрации до 50 % НПВ и выше, потере электропитания, пожара, возникновении высокого/низкого давления в трубопроводе сдачи скважинного продукта все процессы в системах сбора и подготовки нефти и газа должны быть остановлены, включая АВВ.

2.6.8 Реализация алгоритмов аварийной остановки технологических процессов бурения, добычи и подготовки углеводородов на каком-либо блоке или модуле не должна приводить к возникновению аварийной ситуации на других блоках и модулях ПНК/ПБУ/МСП.

2.7 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ВСЕХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

2.7.1 При развитии аварийных ситуаций: возникновении открытого фонтана; разгерметизации систем, содержащих углеводороды с расширением взрывоопасных зон (табл. 1.3.1); при срабатывании аварийно-предупредительной пожарной сигнализации система ПАЗ АСУ ТП (ESD) должна обеспечить полное отключение всего бурового и технологического оборудования и всех производственных процессов автоматически или по команде оператора в ручном режиме от кнопок аварийной остановки из ЦПУ или других постов управления (см. 2.5.7).

В остальном система аварийных отключений должна соответствовать требованиям 9.6 части X «Электрическое оборудование» Правил ПБУ/МСП.

2.7.2 В зависимости от возможных последствий аварийной ситуации системой ПАЗ АСУ ТП должно быть предусмотрено(см. также разд. 2 части III «Системы для добычи, сбора, подготовки и отгрузки продукции»):

отключение отдельных блоков и систем установки как с опорожнением от продукта, так и без опорожнения;

полная остановка технологического процесса добычи и подготовки сырья, системы подачи ингибитора, установки регенерации и других систем как с опорожнением от продукта, так и без опорожнения;

полное отключение всего технологического оборудования платформы (кроме аварийных систем жизнеобеспечения), закрытие задвижек (клапанов) на устьях скважин и трубопроводах, связывающих ПНК/ПБУ/МСП с другими объектами обустройства месторождения или судами обеспечения, сброс давления и опорожнение технологического оборудования и трубопроводов через предусмотренные для этого системы.

2.7.3 Указанная в 2.7.1, 2.7.2 последовательность отключения механизмов и оборудования в зависимости от конкретных аварийных ситуаций может быть изменена. Рекомендованная последовательность отключений должна быть включена в специальную инструкцию по действиям в аварийных ситуациях.

2.7.4 Следует обеспечить формирование сигнала на срабатывание ПАЗ в автоматическом режиме:

по сигналу датчиков системы контроля воздушной среды;

при срабатывании пожарной сигнализации;

при исчезновении электропитания;

при сбоях в работе технологических систем, влияющих на безопасность и загрязнение окружающей среды;

при навале на ПНК/ПБУ/МСП судов при швартовке и маневрировании;

при потере устойчивости конструкций МСП;

при обрушении конструкций или падении вертолета на верхнее строение ПНК/ПБУ/МСП.

2.8 ПОСТЫ УПРАВЛЕНИЯ

2.8.1 Для управления техническими средствами ПНК/ПБУ/МСП должен быть предусмотрен следующий состав постов управления:

центральный пост управления и совмещенная с ним операторная бурового/технологического комплекса (ЦПУ);

главный пост управления и совмещенный с ним резервный пост (ГПУ).

2.8.2 Дополнительно на ПНК/ПБУ/МСП должны быть предусмотрены следующие посты управления:

кабина бурильщика;

офис бурового мастера;

станция геолого-технологического контроля;

вертолетный командный пункт;

станции пожаротушения;

местные посты управления.

2.8.3 В штатных условиях эксплуатации контроль и управление техническими средствами ПНК/ПБУ/МСП должны обеспечиваться из ЦПУ. В аварийных ситуациях, связанных с крупными пожарами и неконтролируемыми выбросами взрывоопасных газов, приводящими к расширению взрывоопасных зон, должно быть предусмотрено дублирование контроля и управления из ГПУ, размещенного в контуре временного убежища. Все посты управления должны быть оборудованы необходимыми средствами связи, оповещения и сигнализации.

2.9 ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПОСТ УПРАВЛЕНИЯ

2.9.1 Центральный пост управления предназначен для обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации технических средств бурового и/или технологического комплексов.

2.9.2 Из ЦПУ должны обеспечиваться:

.1 централизованный контроль и дистанционное автоматизированное управление:

энергетической установкой и обслуживающими системами;

основными, резервными и аварийными источниками электроэнергии;

системами жизнеобеспечения персонала;

основным и вспомогательным оборудованием бурового и технологического комплексов;

системами, обеспечивающими работу бурового и технологического комплексов;

.2 контроль состава воздуха в помещениях;

.3 управление средствами пожаротушения;

.4 аварийный останов бурового и технологического комплексов;

.5 аварийные отключения вентиляции, топливных и масляных насосов, оборудования, использующего сжатый воздух для сжигания/сжатия;

.6 контроль за невзрывозащищенным электрооборудованием при пожаре, нефтегазопроявлениях и расширении взрывоопасных зон;

.7 выполнение мероприятий по экологическому мониторингу;

.8 осуществление радиосвязи, видеонаблюдение за районами размещения технических средств производственных комплексов;

.9 подготовка отчетов и сводок о ходе технологических процессов, расходе материалов для осуществления административно-хозяйственной деятельности.

2.10 ГЛАВНЫЙ ПОСТ УПРАВЛЕНИЯ

2.10.1 Главный пост управления предназначен для общего руководства производственными процессами, действиями по обеспечению безопасности персонала, охраны окружающей среды.

2.10.2 В случае возникновения такой необходимости ГПУ по своим целям и задачам должен выполнять функцию ЦПУ.

2.10.3 Из ГПУ должны также обеспечиваться:

контроль навигационной обстановки;

гидрометеорологических условий;

управление светозвукосигнальными навигационными средствами;

радиосвязь с берегом и судами;

руководство производственным и технологическим процессом, а так же экологический мониторинг;

представление информации о состоянии конструкций технических устройств, оборудования и систем ПНК/ПБУ/МСП.

2.11 КАБИНА БУРИЛЬЩИКА

2.11.1 Кабина бурильщика предназначена для непосредственного управления технологическим процессом бурения скважин и должна быть расположена на буровой площадке.

2.11.2 Из кабины бурильщика должны обеспечиваться:

контроль и управление буровым оборудованием;

контроль параметров процессов проводки скважин;

контроль выбросов взрывоопасных газов и возникновения очагов возгорания в помещениях бурового комплекса;

контроль и управление противовыбросовым оборудованием;

видеонаблюдение за состоянием вращающего и грузоподъемного оборудования, механизмами установки свечей;

аварийное отключение бурового оборудования при расширении взрывоопасных зон.

2.12 ОФИС БУРОВОГО МАСТЕРА

2.12.1 Офис бурового мастера предназначен для руководства ведением технологического процесса бурения скважин и должен быть расположен вне взрывоопасных зон.

2.12.2 Из офиса бурового мастера должны обеспечиваться:

техническое руководство работами по проводке скважин;

контроль параметров технологических процессов бурения и цементирования скважин;

контроль параметров вспомогательных систем бурового комплекса;

контроль параметров оборудования и систем, обеспечивающих работу бурового комплекса;

контроль выбросов взрывоопасных газов, возникновения очагов возгорания, состояния средств пожаровзрывозащиты в помещениях и пространствах бурового комплекса;

оповещение ЦПУ об аварийных ситуациях и предпринимаемых мерах по их ликвидации, руководство работами по борьбе с нефтегазоводопроявлениями (НГВП) на скважине, по аварийному глушению скважины;

видеонаблюдение за районами размещения бурового оборудования;

подготовка сводок о ходе технологического процесса проводки скважин, расходе инструмента и материалов.

2.13 СТАНЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

2.13.1 Станция геолого-технологического контроля должна быть предназначена для выполнения функций:

контроль технологических параметров бурения;

вычисление и автоматизированный контроль производных технологических параметров;

лабораторные исследования выбуренной породы и проб бурового раствора;

автоматизированный и лабораторный контроль газов;

расчеты по цементированию скважин и гидравлические расчеты;

геологические построения по скважине;

исследование продуктивности скважин, выработка рекомендаций по оптимизации технологических процессов проводки скважин;

раннее прогнозирование газопроявлений и формирование рекомендаций по предупреждению аварий.

2.14 АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ[1]

2.14.1 Автоматические установки водяного и пенного пожаротушения.

Автоматические установки водяного и пенного пожаротушения должны обеспечивать:

.1 своевременное обнаружение пожара и запуск автоматической установки пожаротушения;

.2 подачу воды из оросителей (спринклерных, дренчерных) автоматических установок водяного пожаротушения с требуемой интенсивностью подачи воды;

.3 подачу пены из пеногенерирующих устройств автоматических установок пенного пожаротушения с требуемыми кратностью и интенсивностью подачи пены.

2.14.2 Автоматические установки газового пожаротушения.

Автоматические установки газового пожаротушения должны обеспечивать:

.1 своевременное обнаружение пожара автоматической установкой аварийной сигнализации, входящей в состав автоматической установки газового пожаротушения;

.2 возможность задержки подачи газового огнетушащего вещества в течение времени, необходимого для эвакуации людей из защищаемого помещения;

.3 создание огнетушащей концентрации газового огнетушащего вещества в защищаемом объеме или над поверхностью горящего материала за время, необходимое для тушения пожара.

2.14.3 Автоматические установки порошкового пожаротушения.

Автоматические установки порошкового пожаротушения должны обеспечивать:

.1 своевременное обнаружение пожара автоматической установкой аварийной сигнализации, входящей в состав автоматической установки порошкового пожаротушения;

.2 подачу порошка из распылителей автоматических установок порошкового пожаротушения с требуемой интенсивностью подачи порошка.

2.14.4 Автоматические установки аэрозольного пожаротушения.

Автоматические установки аэрозольного пожаротушения должны обеспечивать:

.1 своевременное обнаружение пожара автоматической установкой аварийной сигнализации, входящей в состав автоматической установки аэрозольного пожаротушения;

.2 возможность задержки подачи огнетушащего аэрозоля в течение времени, необходимого для эвакуации людей из защищаемого помещения;

.3 создание огнетушащей концентрации огнетушащего аэрозоля в защищаемом объеме за время, необходимое для тушения пожара;

.4 исключение возможности воздействия на людей и горючие материалы высокотемпературных участков поверхности генератора и струи огнетушащего аэрозоля.

[1] Учтены требования Федерального закона № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008 г.

2.14.5 Автоматические установки комбинированного пожаротушения.

Автоматические установки комбинированного пожаротушения должны соответствовать требованиям, предъявляемым к установкам автоматического пожаротушения, из которых они состоят.

2.14.6 Роботизированные установки пожаротушения.

Роботизированные установки пожаротушения должны обеспечивать:

.1 обнаружение и ликвидацию или ограничение распространения пожара за пределы очага без непосредственного присутствия человека в зоне работы установки;

.2 возможность дистанционного управления установкой и передачи оператору информации с места работы установки;

.3 возможность выполнения установкой своих функций в условиях воздействия опасных факторов пожара или взрыва, радиационного, химического или иного опасного для человека и окружающей среды воздействия.

2.14.7 Автоматические установки сдерживания пожара.

Автоматические установки сдерживания пожара должны обеспечивать снижение скорости увеличения площади пожара и образования его опасных факторов в следующих случаях:

.1 автоматические установки сдерживания пожара должны применяться в помещениях, в которых применение других автоматических установок пожаротушения нецелесообразно или технически невозможно.

.2 вид огнетушащих веществ, используемых в автоматических установках сдерживания пожара, определяется особенностями объекта защиты, вида и размещения пожарной нагрузки.

2.14.8 Технические требования к конструктивной противопожарной защите и оборудованию систем противопожарной защиты ПНК/ПБУ/МСП содержатся в части VI «Противопожарная защита» Правил ПБУ/МСП.

2.15 ВЕРТОЛЕТНЫЙ КОМАНДНЫЙ ПУНКТ

2.15.1 Вертолетный командный пункт (ВКП) предназначен для обеспечения посадки и взлета вертолетов.

2.15.2 Из ВКП должны обеспечиваться:

обзор полетов вертолетов;

управление светосигнальным вертолетным комплексом;

обеспечение экипажа вертолета метеорологической информацией;

радиопривод вертолета, радио и радиотелефонная связь с экипажем вертолета;

запись переговоров экипажа вертолета с диспетчером и внутренних переговоров.

2.16 МЕСТНЫЕ ПОСТЫ УПРАВЛЕНИЯ

2.16.1 Местные посты управления предназначены для управления техническими средствами производственных комплексов на местах их установки.

2.16.2 Местные посты должны быть оборудованы необходимыми системами КИП и А, средствами связи и сигнализации.

2.16.3 Перечень выводимых в ЦПУ и ГПУ параметров из местных постов управления должен соответствовать требованиям проектной документации.

2.17 КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ КОМПЛЕКСА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

2.17.1 При достижении концентрации взрывоопасных газов 20 % нижнего предела воспламенения средствами АСУ ТП должно обеспечиваться:

формирование световой и звуковой сигнализации в ЦПУ, ГПУ, кабине бурильщика, офисе бурового мастера, а также на соответствующих местных постах;

индикация в ЦПУ и ГПУ концентрации взрывоопасных газов;

автоматическое включение резервных вентиляторов системы технологической вентиляции соответствующих помещений взрывоопасных зон 0 и 1, закрытие противопожарных вентиляционных заслонок соответствующих взрывобезопасных помещений на заборах воздуха в эти помещения.

2.17.2 При достижении концентрации взрывоопасных газов 50 % нижнего предела воспламенения средствами АСУ ТП должно обеспечиваться:

отключение оборудования, использующего воздух для сжигания/сжатия;

сварочного оборудования;

отключение бурового оборудования;

аварийный останов технологического комплекса;

отключение невзрывозащищенного электрооборудования на открытых пространствах и в помещениях, не входящих в контур временного убежища;

аварийное отключение вентиляции;

при появлении взрывоопасных газов на открытых пространствах и каналах забора воздуха формирование в ЦПУ и ГПУ аварийной сигнали-

зации об открытом состоянии дверей по контуру временного убежища;

если сигналы об обнаружении взрывоопасных газов не будут приняты (подтверждены) вахтенной службой в течение 120 секунд должна быть предусмотрена выдача сигналов на автоматическое включение систем трансляции и авральной сигнализации.

2.17.3 Для обеспечения вышеперечисленных функций датчики должны формировать сигналы повышенной достоверности, подтвержденные не менее, чем по двум лучам.

2.17.4 В любой точке защищаемого объекта, где требуется оповещение людей об аварии, уровень громкости, формируемый звуковыми и речевыми оповещателями, должен быть выше допустимого уровня шума. Речевые оповещатели должны быть расположены таким образом, чтобы в любой точке защищаемого объекта, где требуется оповещение людей об аварии, обеспечивалась разборчивость передаваемой речевой информации. Световые оповещатели должны обеспечивать контрастное восприятие информации в диапазоне, характерном для защищаемого объекта.

2.17.5 При разделении ПНК/ПБУ/МСП на зоны оповещения персонала об аварии должна быть разработана специальная очередность оповещения людей, находящихся в различных помещениях ПНК/ПБУ/МСП.

2.17.6 Системы оповещения людей об аварии и управления эвакуацией людей должны функционировать в течение времени, необходимого для завершения эвакуации персонала.

2.17.7 Звуковые сигналы оповещения людей об аварии должны отличаться по тональности от звуковых сигналов другого назначения.

2.17.8 Звуковые и речевые устройства оповещения людей не должны иметь разъемных устройств, возможности регулировки уровня громкости и должны быть подключены к электрической сети, а также к другим средствам связи. Коммуникации систем оповещения людей об аварии и управления эвакуацией людей допускается совмещать с радиотрансляционной сетью ПНК/ПБУ/МСП.

2.17.9 Системы оповещения людей и управления эвакуацией людей должны быть оборудованы ИБП.

2.17.10 Информация, передаваемая системами оповещения людей об аварии и управления эвакуацией людей, должна соответствовать информации, содержащейся в разработанных и размещенных на каждой палубе ПНК/ПБУ/МСП планах эвакуации людей.

2.18 АВАРИЙНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ВЕНТИЛЯЦИИ

2.18.1 Аварийное отключение вентиляции должно обеспечиваться по контурам:

отключение смежного контура вентиляции не должно приводить к вынужденной остановке оборудования, размещенного в помещениях других контуров;

отключение смежного контура вентиляции не должно приводить к выходу взрывоопасных газов за пределы технологических помещений опасной зоны и проникновению их в безопасные помещения.

2.18.2 Аварийное отключение вентиляции и закрытие противопожарных вентиляционных заслонок должны обеспечиваться:

дистанционно: из ЦПУ и ГПУ;

дистанционно: на путях эвакуации из помещений соответствующего контура вентиляции;

автоматически: при пуске системы объемного газового пожаротушения, при обнаружении взрывоопасных газов концентрацией 50 % нижнего предела воспламенения на заборах воздуха во взрывобезопасные помещения.

2.19 АВАРИЙНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ И МАСЛЯНЫХ НАСОСОВ

2.19.1 Аварийное отключение топливных и масляных насосов, насосов перекачивающих легковоспламеняющиеся и горючие жидкости должно обеспечиваться:

дистанционно: из ЦПУ и ГПУ;

дистанционно: на путях эвакуации;

автоматически: при пуске системы объемного газового пожаротушения, при обнаружении взрывоопасных газов концентрацией 50 % нижнего предела воспламенения на заборах воздуха во взрывобезопасные помещения.

2.20 АВАРИЙНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ СВАРОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.20.1 Аварийное отключение сварочного оборудования должно обеспечиваться:

дистанционно: из ЦПУ и ГПУ;

автоматически: при пуске системы объемного газового пожаротушения, при обнаружении взрывоопасных газов концентрацией 50 % нижнего предела воспламенения на заборах воздуха во взрывобезопасные помещения.

2.21 СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ БУРОВОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСОВ

2.21.1 Автоматизация систем контроля, управления и защиты бурового и технологического комплексов должна отвечать требованиям 9.6 части X «Электрическое оборудование», а также части XIV «Автоматизация» Правил ПБУ/МСП в том объеме, в каком эти требования применимы.

2.21.2 Система контроля и управления манифольдами должна обеспечивать:

сигнализацию в ЦПУ о состоянии (открыт/закрыт) пневмоуправляемых клапанов распределения продукции от скважины в манифольды;

дистанционное из ЦПУ управление открытием и закрытием клапанов распределения пластовой продукции от скважины в манифольды высокого и низкого давления.

2.21.3 Система контроля и управления установкой замера продукции скважин должна обеспечивать индикацию в ЦПУ:

давления мультифазного потока;

температуры мультифазного потока;

расхода мультифазного потока (содержание нефти, воды и газа) по каждой скважине с его регистрацией.

2.21.4 Система контроля и управления сепараторами должна обеспечивать:

автоматическое регулирование давления газа и уровня жидкости в сепараторе;

индикацию в ЦПУ расхода газа и нефти на выходе сепаратора;

сигнализацию в ЦПУ о положении клапанов (открыт/закрыт) подачи нефти на входе и выходе сепаратора и сброса газа из сепаратора на факел, высокого и низкого давления газа и уровня нефти в сепараторе, предельно высокого и низкого давления газа и уровня нефти в сепараторе;

аварийное управление закрытием клапанов на трубопроводах подачи продукции в сепаратор, клапанами отвода нефти и воды из сепаратора, открытием клапана сброса газа из сепаратора на факел.

2.21.5 Система контроля и управления подогревателем сырой нефти должна обеспечивать автоматическое регулирование температуры сырой нефти на выходе подогревателя.

2.21.6 Система контроля и управления холодильниками газовых компрессоров должна обеспечивать:

автоматическое регулирование температуры газа на выходе из холодильника;

индикацию в ЦПУ температуры газа на входе и выходе холодильника.

2.21.7 Система контроля и управления дожимными насосами должна обеспечивать:

дистанционное из ЦПУ управление пуском и остановкой насосов;

автоматическое регулирование потока;

сигнализацию в ЦПУ о перегрузках и неисправностях насосов;

аварийный останов насосов.

2.21.8 Система контроля и управления дегидраторами должна обеспечивать:

дистанционное из ЦПУ управление пуском и остановкой дегидратора;

автоматическое регулирование расхода нефти на входе в дегидратор и уровня нефти в дегидраторе;

индикацию в ЦПУ уровня нефти в дегидраторе и перепада давления на впускном клапане;

сигнализацию в ЦПУ о высоком/низком уровнях нефти, предельно высоком и низком уровнях нефти в дегидраторе и неисправности дегидратора;

аварийный останов дегидратора, закрытие клапанов подачи и отвода сырой нефти и отвода воды.

2.21.9 Система контроля и управления обессоливателями сырой нефти должна обеспечивать:

дистанционное управление из ЦПУ пуском и остановкой обессоливателей;

автоматическое регулирование расхода нефти на входе в обессоливатель и уровня нефти в обессоливателе;

индикацию в ЦПУ уровня нефти в обессоливателе и перепада давления на впускном клапане;

сигнализацию в ЦПУ о высоком/низком уровнях нефти в обессоливателе, предельно высоком и низком уровнях нефти в обессоливателе, неисправности обессоливателя;

аварийный останов обессоливателя и закрытие клапанов подачи и отвода сырой нефти и промывочной воды.

2.21.10 Система контроля и управления насосами внешнего транспорта нефти должна обеспечивать:

дистанционное управление из ЦПУ пуском и остановкой насосов;

автоматическое регулирование потока на сепаратор 4-й ступени, на замерную установку;

сигнализацию в ЦПУ о высоком/низком значении подачи нефти на нагнетании насосов, перегрузке насосов и неисправности;

аварийный останов насосов.

2.21.11 Система контроля и управления блока замера на линии внешнего транспорта должна обеспечивать:

дистанционное управление из ЦПУ открытием и закрытием клапанов на основной и резервной линии замера;

индикацию в ЦПУ расхода, температуры, давления и обводненности сырой нефти;

регистрацию в ЦПУ расхода сырой нефти (газа);

сигнализацию в ЦПУ о высокой обводненности сырой нефти (влагосодержании газа).

2.21.12 Система контроля и управления камерой запуска/приема скребка на трубопроводе внешнего транспорта должна обеспечивать:

дистанционное управление из ЦПУ открытием/закрытием клапанов на линиях приема нефти и выдачи в трубопровод;

индикацию в ЦПУ давления в камере запуска/приема скребка, давления в байпасной линии;

сигнализацию в ЦПУ о закрытом/открытом положении клапанов на линиях приема и выдачи нефти в трубопровод/крышку камеры запуска/приема скребка, высокого давления в камере запуска/приема скребка, высокого/низкого давления в байпасной линии, предельно высокого и низкого давления в байпасной линии замерной установки газа внешнего транспорта.

ЧАСТЬ X. ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ

1 ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

1.1 ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1.1 В настоящей части применяются следующие термины и определения, не указанные в 1.1 части I «Общие положения по техническому наблюдению».

Авария — разрушение сооружений и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте (ПНК/ПБУ/МСП), неконтролируемые взрыв и/или выброс опасных веществ.

Анализ риска аварии — процесс идентификации опасностей и оценки риска аварии на ПНК/ПБУ/МСП для отдельных лиц или групп лиц, имущества или окружающей среды.

Идентификация опасностей аварии — процесс выявления и признания, что опасности аварии на ПНК/ПБУ/МСП существуют, и определения их характеристик.

Опасные вещества — воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсичные вещества и вещества, представляющие опасность для окружающей среды.

Опасность аварии — угроза, возможность причинения ущерба человеку, имуществу и/или окружающей среде вследствие аварии на ПНК/ПБУ/МСП. Опасности аварий связаны с возможностью разрушения сооружений и/или технических устройств, взрывом и/или выбросом опасных веществ с последующим причинением ущерба.

Оценка риска аварии — процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и/или окружающей природной среды. Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетания.

Риск аварии — мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ПНК/ПБУ/МСП и тяжесть ее последствий. Основными количественными показателями риска аварии являются:

технический риск — вероятность отказа технических устройств с последствиями определенного уровня (класса) за определенный период функционирования ПНК/ПБУ/МСП, показатели технического риска определяются соответствующими методами теории надежности и математического моделирования;

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

потенциальный территориальный риск — частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории;

коллективный риск — ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенное время;

социальный риск, или F/N-кривая — зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек. Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей;

ожидаемый ущерб — математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время.

Требования промышленной безопасности — условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность.

1.2 СОКРАЩЕНИЯ

1.2.1 ГНВП — газонефтеводвпроявления;

ИМО — Международная морская организация при ООН;

МАКО — Международная ассоциация классификационных обществ;

ОПО — опасный производственный объект.

2 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РИСКОВ

2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1.1 Настоящая часть разработана на основании методических материалов ИМО и российских надзорных органов.

Общей частью системы мер обеспечения безопасности ПНК/ПБУ/МСП являются процедуры по идентификации и нормированию опасностей возникновения и развития аварийных ситуаций. Идентификация опасностей должна базироваться на разработке концепции анализа аварийных сценариев и обосновании методов анализа аварийных ситуаций. Нормирование рисков основано на разработке критериев достаточной безопасности оборудования, которая базируется на качественной и количественной оценках рисков и управлении ими. Требования по идентификации и нормированию рисков для ПНК/ПБУ/МСП, оборудованных для бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и отгрузки пластовой продукции должны соответствовать признанным методическим указаниям уполномоченного должным образом надзорного органа (Ростехнадзора РФ, пожарного надзора МЧС РФ), а также, требованиям части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП.

2.1.2 Расчеты по оценке рисков являются составной частью декларации промышленной безопасности на объектах, для которых она должна быть разработана в соответствии с законодательством РФ.

2.1.3 Анализ аварийных ситуаций делится на два главных направления.

Первое направление — анализ аварийных ситуаций на соответствие стандартам.

Второе — анализ аварийных ситуаций для малоизученных сценариев либо для сценариев, представляющих повышенную опасность.

2.1.4 В результате анализа аварийных ситуаций разрабатывается ряд мероприятий, направленных на сведение к минимуму вероятности и тяжести последствий аварий для ПНК/ПБУ/МСП, оборудованных для бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и отгрузки пластовой продукции.

2.2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

2.2.1 Основные принципы.

2.2.1.1 Анализ аварийных ситуаций должен проводиться для идентификации, оценки и управления потенциальными аварийными ситуациями.

Сам по себе анализ аварийных ситуаций не обеспечивает должного уровня безопасности. Он является частью интегрированной системы оценки безопасности. Другими областями, относящимися к этой системе, являются охрана труда, обучение и тренинг персонала, организационные мероприятия в связи с аварией.

Анализ риска аварийных ситуаций выполняется при предпроектных работах, на всех этапах проектирования, начиная с концепции проекта, вводе или выводе из эксплуатации, эксплуатации, переоборудовании, консервации и утилизации ПНК/ПБУ/МСП, предназначенных для добычи, сбора, подготовки, хранения и отгрузки пластовой продукции. При этом следует рассматривать все расчетные режимы эксплуатации: штатные и нештатные, аварийные и экстремальные сценарии.

2.2.1.2 Целью анализа риска на этапе обоснования инвестиций, проведения предпроектных работ или проектирования бурового комплекса, систем добычи, сбора, подготовки, отгрузки продукции является:

выявление опасностей и априорная количественная и качественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую природную среду;

обеспечение учета результатов при анализе приемлемости предложенных решений и выборе оптимальных вариантов размещения применяемых технических устройств и оборудования, включая расположение прочих объектов и экономическую эффективность;

обеспечение информацией для разработки технологического регламента, плана контроля качества проекта, инструкций и планов ликвидации (локализации) разливов и аварийных ситуаций;

оценка альтернативных предложений.

2.2.1.3 На этапе ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) ПНК/ПБУ/МСП целью анализа риска могут быть:

выявление опасностей и оценка последствий аварий, уточнение оценок риска, полученных из опыта функционирования опасных производственных объектов (ОПО)[1];

проверка соответствия условий эксплуатации требованиям промышленной безопасности и требованиям Регистра;

[1] Ростехнадзор РФ рассматривает ПНК/ПБУ/МСП как ОПО.

разработка и уточнение инструкций по вводу в эксплуатацию (выводу из эксплуатации).

2.2.1.4 На этапе эксплуатации, переоборудования, консервации и утилизации ПНК/ПБУ/МСП целью анализа риска могут быть:

проверка соответствия условий эксплуатации требованиям промышленной безопасности и требованиям Регистра;

уточнение информации об основных опасностях и рисках (в том числе при декларировании промышленной безопасности ОПО);

разработка рекомендаций по совершенствованию деятельности органов технического наблюдения;

совершенствование технологического регламента, инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, планов ликвидации (локализации) разливов, аварийных ситуаций, планов управления рисками на ПНК/ПБУ/МСП;

оценка эффекта изменения в организационных структурах, приемах практической работы и технического обслуживания в отношении совершенствования систем управления промышленной безопасностью и технического наблюдения Регистра.

2.2.1.5 Анализ возможных аварийных ситуаций должен быть рассмотрен и одобрен Регистром и включать следующее:

исходные данные для анализа, начиная с описания условий в начале развития аварийной ситуации;

сведения о методах анализа;

физических, аналитических и статистических моделях;

описание сценария развития аварии, включая выполнение необходимых расчетов;

выходные данные с описанием мероприятий по предотвращению аварий с указанием оборудования и систем, задействованных для исключения аварий и нейтрализации последствий аварий;

меры по защите персонала и лиц, находящихся на ПНК/ПБУ/МСП во время аварии.

2.3 КРИТЕРИИ ДОСТАТОЧНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

2.3.1 Наиболее распространенные потенциальные аварийные ситуации следующие:

фонтанирование/выбросы (blowout);

разливы, с последующим пожаром и/или взрывом (spill/release);

утечки, с последующим пожаром и/или взрывом (leakage);

повреждение корпуса (structural damage);

опрокидывание (capsize);

потеря плавучести (foundering);

взрывы (explosions);

пожары (fires);

столкновения и навалы (collisions) и др.

Критерии достаточной безопасности или приемлемости риска при анализе потенциальных аварийных ситуаций определяются матрицей «вероятность — тяжесть последствий» (см. табл. 2.3.1-1).

При анализе выделяются три группы объектов, которым может быть нанесен ущерб от аварии:

персонал;

окружающая среда;

материальные объекты.

Таблица 2.3.1-1

Матрица оценки риска

Частота возникновения аварии на протяжении срока службы (частота реализации аварии данного типа)	Уровни степени тяжести аварий**			
	Катастрофические	Серьезные и очень серьезные	Малозначительные	Незначительные
	Воздействие на персонал			
	многочисленные жертвы	одиночные жертвы	длительная потеря трудоспособности	незначительное воздействие
Практически неизбежная V>1/год или чаще чем раз в год	A	A	A	C
Вероятная 1/год>V>10 –2 /год или раз в 1-100 лет	A	A	B	C
Маловероятная 10^{-2}/год>V>10^{-4}/год или раз в 100-10000 лет	A	B	B	C
Редкая 10^{-4}/год>V>10^{-6}/год или раз в 10000-1000000 лет	A	B	C	D
Практически невозможная V*<10^{-6} или раз более чем за 1 миллион лет	B	C	C	D

* V — частота аварии/вероятность
** — см. табл. 2.3.1-2

Таблица 2.3.1-2

Уровни степени тяжести аварий

Уровни степени тяжести аварий	Характеристика последствий аварии
I Незначительные	Не сказывается на здоровье и безопасности населения, нет травм на объекте, нет повреждений объекта, не сказывается на природных ресурсах.
II Малозначительные	Нет серьезных травм и гибели людей, легкие повреждения объекта, нет простоя, легкое, кратковременное воздействие на природные ресурсы.
III Серьезные	Возможны серьезные травмы и гибель людей на объекте, но нет угрозы здоровью и жизни людей среди населения, значительное, негативное, но в конечном итоге обратимое, воздействие на некоторые природные ресурсы.
IV Очень серьезные	Травмы и гибель небольшого числа окружающих жителей или травмы и гибель большого числа работающих на объектах, значительное повреждение объектов, значительный и продолжительный ущерб причиняется двум и более природным ресурсам.
V Катастрофические	Большое число жертв среди населения, чрезвычайный, распространенный и по существу необратимый ущерб причиняется множеству природных ресурсов.

В качестве характеристики количественных показателей риска для персонала используется понятие — индивидуальный риск — частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности.

2.3.2 Характеристики методов анализа рисков в зависимости от уровня аварии:

A — рекомендуется количественный анализ риска или требуются особые меры обеспечения безопасности;

B — обязателен количественный анализ риска или требуется принятие определенных мер безопасности;

C — рекомендуется проведение качественного анализа риска или принятие некоторых мер безопасности;

D — не требуется анализа и принятия специальных дополнительных мер безопасности.

2.3.3 В табл. 2.3.3 представлено соответствие классификации уровней опасности по Правилам безопасности (ПБ) Ростехнадзора РФ и Правилам ПБУ/МСП Регистра.

Таблица 2.3.3

Соответствие классификации уровней опасности

Классификация Ростехнадзора	A			B	C		D
Классификация Регистра	1	2	3	4	5	6	7

Идентификация опасностей и анализ их последствий позволяет установить предварительный приоритет опасностей и рисков. В соответствии с матрицей все опасности классифицируются по трем уровням рисков:

приемлемый;

практически разумный;

неприемлемый.

Неприемлемыми опасностями считаются те, риск в отношении которых не может быть оправдан ни при каких, за исключением форс-мажорных, обстоятельствах. К таким опасностям отнесены такие, последствия которых являются катастрофическими. В матрице рисков этот уровень рисков обозначен как «A».

Приемлемыми считаются риски, уровень которых допустим и обоснован, исходя из социально-экономических соображений. Риск эксплуатации объекта является приемлемым, если ради пользы, получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск. В матрице рисков эти уровни обозначены как «C» и «D».

Между приемлемыми и неприемлемыми уровнями рисков лежит «практически осуществимый низкий уровень» (уровень ALARP — As Low As Reasonably Practicable). В матрице рисков этот уровень обозначен как «B».

2.3.4 В соответствии с требованиями Регистра для оценки ущерба персоналу в качестве критериев безопасности приняты годовые индивидуальные риски (ГИР):

недопустимый уровень риска — больше чем 10^{-3} несчастных случаев со смертельным исходом в год;

пренебрежимый уровень риска — меньше чем 10^{-6} несчастных случаев со смертельным исходом в год;

диапазон между 10^{-3} и 10^{-6} несчастных случаев с летальными исходами в год является зоной разумно осуществимого уровня.

Критерии индивидуального риска направлены на обеспечение того, чтобы персонал не был подвержен

чрезмерному воздействию рисков. Индивидуальные риски не зависят от количества работающих, подвергающихся рискам, и поэтому сравнимы для различных ситуаций. Это означает, что критерии индивидуального риска, разработанные для работающих на берегу, могут быть применимы и для морских установок. На основании этого вывода в матрице оценки риска использованы численные значения, взятые из ПБ Ростехнадзора.

2.3.5 Критерии индивидуального риска следующие:

максимальный допустимый риск — 10^{-3} на человека в год;

максимально допустимый социальный риск — 10^{-4} на человека в год;

широко приемлемый риск — 10^{-6} на человека в год.

2.3.6 Критерии для социального риска (гибель 10 человек и более):

риск больше 10^{-3} в год — зона недопустимого риска;

риск меньше 10^{-3} в год, но больше 10^{-5} в год — зона жесткого контроля риска (промежуточных значений риска);

риск меньше 10^{-5} в год — зона безусловно приемлемого риска.

Социальный риск характеризует масштаб и вероятность (частоту) аварий и определяется функцией распределения потерь (ущерба), у которой есть установившееся название — F/N-кривая (кривая Фармера).

2.3.7 Для информации следует отметить, что Управление здравоохранения и охраны труда Великобритании (Health and Safety Executive — HSE) придерживается следующих принципов оценки безопасности на море: «Лицам, придерживающимся правовых норм, следует устанавливать свои собственные критерии для приемлемости и допустимости индивидуального риска. Однако, обычно максимальный уровень индивидуального риска несчастного случая со смертельным исходом должен быть принят равным 1 из 1000 (10^{-3}) за год, а широко приемлемого уровня индивидуального риска — лежащим в пределах от 1 из 10000 (10^{-4}) до 1 из миллиона в год (10^{-6})» (см. также табл. 4.4.4).

В качестве ориентировочного критерия при оценке риска при проектировании можно использовать значение индивидуального риска, рассчитанного с использованием достоверной статистики смертельных случаев при различных инцидентах на объектах обустройства мирового континентального шельфа. Такая статистика имеется в электронных базах данных (например, WOAD — база данных по авариям на морских установках) для секторов Северного моря Великобритании и Норвегии, а также Мексиканского залива.

2.3.8 Табл. 2.3.8 представляет примерный Перечень объектов ПНК/ПБУ/МСП с обычно высокими рисками с целью обезопасить персонал, находящийся на основных типах шельфовых установок. Эти объекты в документах HSE принято называть критическими элементами безопасности. Перечень предназначен для идентификации объектов с высокими рисками для исключения их пропуска при анализе рисков. Тем не менее, Перечень не может рассматриваться как гарантировано исчерпывающий и исключать рассмотрение при анализе дополнительных объектов и рисков.

Таблица 2.3.8

Примерный перечень объектов потенциально высокого риска ПНК/ПБУ/МСП

Перечень объектов потенциально высокого риска	ПБУ	ПНК	МСП
Конструкции объектов			
Ферменные основания и сваи	—	—	X
Гравитационные основания	—	—	X
Опорно-подъемное устройство СПБУ	X	—	—
Корпус (включая водонепроницаемые закрытия)	X	X	—
Буровая вышка	X	—	X
Цистерны пресной пожарной воды	X	X	X
Верхнее строение, включая переходный мост и факельную стрелу	—	—	X
Вертолетная палуба (ВП)	X	X	X
Грузоподъемные устройства	X	X	X
Пьедестальные краны	X	X	X
Фундаменты	X	X	X
Защита от взрывов с отводом взрывной волны (легкосбрасываемые конструкции)	X	X	X
Защита погружных объектов, включая подводные конструкции	X	X	X
Турель	—	X	—
Буровое и технологическое оборудование			
Система бурового раствора	X	—	X
Противовыбросовое оборудование	X	—	X
Линии дросселирования и глушения скважины (включая аварийный сброс)	X	—	X
Системы цементирования	X	—	X
Водоотделяющие колонны (райзеры)	X	—	X
КИП систем управления скважинами	X	—	X
Система дивертора	X	—	X

Окончание табл. 2.3.8

Перечень объектов потенциально высокого риска	ПБУ	ПНК	МСП
Электрооборудование			
Системы аварийного (бесперебойного) электропитания	X	X	X
Аккумуляторы	X	X	X
Защитные устройства	X	X	X
Элементы защиты от воспламенения			
Защитное заземление	X	X	X
Электрическое оборудование во взрывоопасных зонах	X	X	X
Защита высокотемпературных рабочих поверхностей	X	X	X
Естественная вентиляция	X	X	X
Пожаровзрывобезопасность			
Системы контроля состава воздушной среды	X	X	X
Системы пожарной сигнализации	X	X	X
Водопожарная линейная система	X	X	X
Спринклерная система	X	X	X
Пожарные насосы	X	X	X
Водопожарная кольцевая магистраль	X	X	X
Система пенотушения	X	X	X
Система углекислотного тушения	X	X	X
Конструктивная пожарная защита	X	X	X
Системы вентиляции	X	X	X
Временное убежище, пути и средства эвакуации			
Временные убежища	X	X	X
Пути эвакуации	X	X	X
Светотехническое оборудование вертолетной площадки	X	X	X
Освещение путей эвакуации	X	X	X
Внутренняя связь и сигнализация	X	X	X
Внешняя связь	X	X	X
Спасательные шлюпки и плоты	X	X	X
СИС (индивид.спасательные жилеты, гидротермокостюмы, спасательное оборудование вертолетной палубы)	X	X	X
Спасательные средства			
Спасательные системы (персональные спас.уст-ва, тросы с мусингами, сетки)	X	X	X
Трапы	X	X	X
Спасательные плоты	X	X	X
Дежурное судно с скоростной спасательной шлюпкой	X	X	X
Локализация углеводородного сырья			
Нефтегазовое оборудование и трубопроводы (вкл. запорную арматуру и КИП)	—	X	X
Системы автоматического аварийного отключения (АСУ ТП, ПАЗ)	X	X	X
Системы сброса давления	X	X	X
Быстро-запорные клапаны машинного отделения	—	X	X
Вентиляционные отдушины	—	X	X
Закрытый и открытый дренаж из опасных зон	X	X	X
Водоотделяющие колонны с отсекающими клапанами	—	X	X
Трубопроводы	—	X	X
Отсекающие клапаны подводного трубопровода	—	X	X
Морская составляющая			
Якорная система удержания с устройством отдачи якоря	X	X	—
Навигационные средства (вкл.огни, туманный горн, систему гидрометеонаблюдения)	X	X	X
РЛС ранней системы предупреждения	X	X	X
Балластная и осушительная системы. Остойчивость объекта при их работе.	X	X	—
Система инертных газов	X	X	X
Система динамического позиционирования	X	X	—
Подруливающие устройства	X	X	—
Вспомогательное оборудование:			
Сходни	X	X	X
Баллоны с газом	X	X	X
Электрогенераторы	X	X	X
Система громкой связи	X	X	X
Оборудование для исследования скважин	X	—	X
Склад хранения радиоактивных компонентов	X	X	X
Склад хранения химреактивов	X	—	X
Система управления по аварийному расписанию	X	X	X

2.4 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ ДЛЯ ВСЕХ ПНК/ПБУ/МСП, ОБОРУДОВАННЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ, ДОБЫЧИ, СБОРА, ПОДГОТОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ОТГРУЗКИ ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ

2.4.1 Конструктивная прочность корпуса ПНК/ПБУ/МСП.

2.4.1.1 Вопросы контроля конструктивной прочности должны рассматриваться при проектировании, строительстве и эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП, а также при модернизации конструкции корпуса.

Обеспечение конструктивной достаточной прочности достигается за счет обеспечения: конструктивного резервирования и эксплуатационной надежности.

2.4.1.2 Основное внимание при обеспечении конструктивной достаточной прочности должно уделяться:

специальным конструктивным материалам;

основным конструктивным элементам, таким как: места отшвартовки судов, размещения резервуаров/емкостей, технологических модулей и блоков;

основным конструктивным элементам, которые отвечают за прочность конструкции в целом.

2.4.1.3 В качестве критерия должен рассматриваться критерий предельной прочности, записанный в виде формулы:

$$\Phi \leqslant R, \qquad (2.4.1.3\text{-}1)$$

где Φ — расчетное значение обобщенного силового воздействия;
R — расчетное значение обобщенной несущей способности (расчетное сопротивление конструкции).

Методы расчета могут быть основаны на анализе пластического поведения конструктивных элементов.

Процесс формирования усилия взаимодействия судна обеспечения с ПНК/ПБУ/МСП при столкновении описывается формулой:

$$N = N_C + N_Д, \qquad (2.4.1.3\text{-}2)$$

где N — суммарное воздействие;
N_C — статическое усилие (навал);
$N_Д$ — динамическое усилие (удар);

$$N_A = M\ddot{X} + B\dot{X}, \qquad (2.4.1.3\text{-}3)$$

где M и B — инерционный и демпфирующий коэффициенты при столкновении с судном;
$\ddot{X}$, $\dot{X}$ — ускорение и скорость судна относительно ПНК/ПБУ/МСП, зарегистрированные в момент столкновения.

Ударный импульс, если не оговорены дополнительные требования, составляет

$$N_A \times \Delta t = M\dot{X}, \qquad (2.4.1.3\text{-}4)$$

где Δt — время соударения, которое зависит от степени и эффективности защиты объектов столкновения от удара.

Следует рассматривать два типа столкновений:

навал судна или плавающего объекта — касание ПНК/ПБУ/МСП судном или плавающим объектом на малых скоростях, обычно $\leqslant 0{,}3$ узла, коэффициенты при скоростной и инерционной составляющих удара пренебрежимо малы (ударный импульс отсутствует), воздействие определено статическим приложением внешней силы;

столкновение с судном или плавающим объектом — удар судна или плавающего объекта о борт ПНК/ПБУ/МСП, коэффициенты при скоростной и инерционной составляющих воздействия достаточны для формирования ударного импульса.

2.4.2 Рекомендации по оценке риска катастрофы после получения конструкцией ПНК/ПБУ/МСП повреждения.

2.4.2.1 Настоящие рекомендации следует рассматривать как дополнение к анализу риска, содержащемуся в 2.6. Рассмотрению подлежат аварийные события, которые могут привести к катастрофическим последствиям. Рекомендации могут быть использованы для анализа уже произошедших событий с целью накопления опыта при эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП, а также при проектировании.

2.4.2.2 Риск катастрофы $P_к$ может быть определен следующим образом:

$$P_к = P_1 + (1 - P_1)P_2, \qquad (2.4.2.2\text{-}1)$$

где P_1 — риск аварии;
P_2 — риск последствий аварии, определенный на основе нижеприведенных рекомендаций.

При определении количественных характеристик катастрофы QAR_K и AIR_K следует полагать:

$$Q_{ik} = P. \qquad (2.4.2.2\text{-}2)$$

2.4.2.3 Алгоритм строится следующим образом: предполагается, что авария произошла, конструкция получила повреждения и далее анализируются последствия этих повреждений. В основе алгоритма — конструктивная недостаточность и «гибель» конструкции, что приведет к человеческим жертвам и ущербу для окружающей среды.

2.4.2.4 При оценке последствий повреждений рекомендуется рассматривать следующие задачи.

2.4.2.4.1 Идентификация повреждений.

При решении задачи рекомендуется ответить на следующие вопросы:

принималось ли во внимание данное повреждение при проектировании ПНК/ПБУ/МСП (т. е. насколько оно является расчетным);

какие случаи повреждений рассматривались и выполнялись ли при проектировании ПНК/ПБУ/МСП расчеты прочности поврежденной конструкции с точки зрения предельных состояний;

каким запасом живучести (конструктивного резервирования) обладает конструкция.

2.4.2.4.2 Основной вопрос оценки технического состояния конструкции в целом: насколько техническое состояние конструкции соответствовало требованиям нормативных документов до получения повреждения.

При ответе на данный вопрос следует знать:

«возраст» ПНК/ПБУ/МСП;

существует ли на ПНК/ПБУ/МСП активная система по оценке и наблюдению за поведением и состоянием конструкции (регистрация трещин, деформаций, перемещений и др.);

отслеживаются ли показания виброакустических датчиков деформации и какие меры предусматриваются по их показаниям;

когда и кем производилось последнее освидетельствование или дефектация корпуса ПНК/ПБУ/МСП, результаты освидетельствования (дефектации): остаточные толщины, остаточные деформации, трещины, разрывы, имеются ли явно ослабленные зоны в корпусной конструкции в результате коррозии;

при оценке характеристик остаточных толщин и деформаций допускалось ли отступление от требований нормативных документов (если да, то насколько данные отступления обоснованы);

выполнялся ли ремонт конструктивных несущих элементов;

качество ремонта;

на какой срок была продлена эксплуатация ПНК/ПБУ/МСП после освидетельствования.

2.4.2.4.3 Оценка внешних условий.

Основной вопрос: будут или нет внешние нагрузки (от значительного волнения моря, льда, ветра, сейсмических нагрузок) превышать расчетные для поврежденного ПНК/ПБУ/МСП? Речь идет о периоде времени возможности сохранения работоспособности ПНК/ПБУ/МСП после получения повреждения.

При решении задачи целесообразно учитывать следующее:

существует ли на ПНК/ПБУ/МСП активная система оценки внешних условий (ветер, волнение, лед, сейсмика и т. п.);

время года, когда произошло повреждение, так как вероятность превышения расчетного значения нагрузки изменяется в течение года;

период времени, необходимый для принятия мер по предотвращению развития возможной катастрофы.

2.4.2.4.4 Оценка возможности выхода из строя систем и устройств таких как: якорные и швартовные линии, система динамического позиционирования, система удержания, энергетический комплекс.

При решении задачи целесообразно располагать следующей информацией:

техническое состояние систем и устройств жизнеобеспечения;

внешние условия среды после повреждения конструкции ПНК/ПБУ/МСП;

оценка возможности повреждения других элементов корпуса ПНК/ПБУ/МСП.

2.4.2.4.5 Конечная реализация алгоритма по оценке последствий повреждений может быть выполнена путем построения деревьев отказов и событий.

2.5 СПЕЦИФИЧЕСКИЕ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ

2.5.1 В зависимости от типа и назначения ПНК/ПБУ/МСП могут развиваться специфические аварийные ситуации, которые также должны быть подвергнуты анализу и оценке рисков с учетом специфики.

2.6 МЕТОДЫ АНАЛИЗА РИСКОВ

2.6.1 Общие требования.

При выборе и применении методов анализа рисков (качественных/количественных) рекомендуется придерживаться следующих требований:

метод должен быть научно обоснован и соответствовать рассматриваемым опасностям;

метод должен давать результаты в виде, позволяющем лучше понять формы реализации опасностей и наметить пути снижения рисков;

метод должен быть повторяемым и проверяемым.

2.6.2 Анализ рисков рекомендуется начинать с разработки алгоритма.

На рис. 2.6.2 представлена последовательность основных операций (стадий) по определению количественного анализа риска (КАР) наиболее существенных технологических процессов, имеющих место на любом ПНК/ПБУ/МСП:

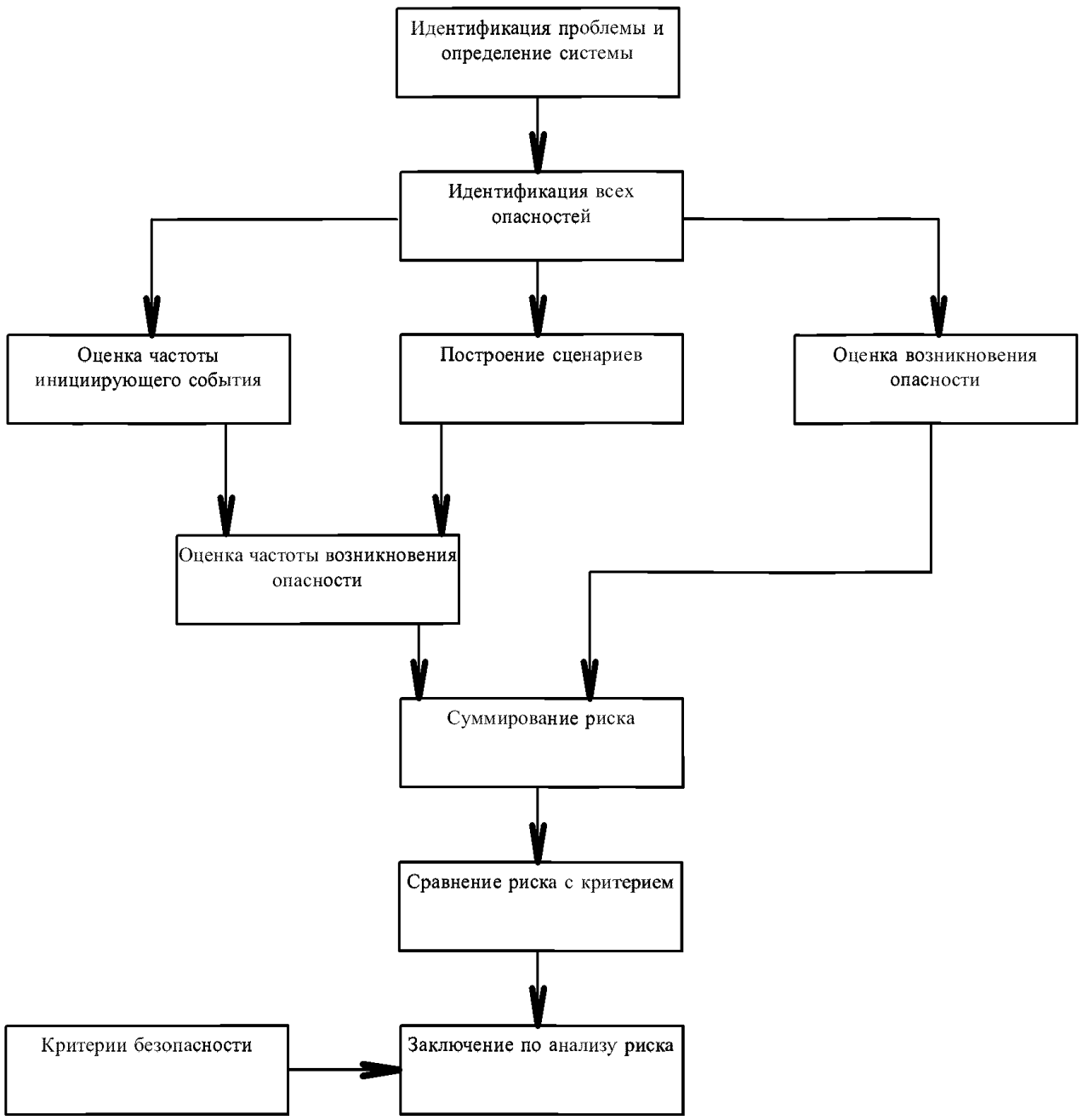


Рис. 2.6.2 Последовательность количественного анализа риска

2.6.3 Качественные методы анализа рисков.

2.6.3.1 Опросный лист.

Использование опросных листов является обычным методом выявления несоответствия стандартам.

Опросный лист прост в применении и может использоваться для идентификации опасностей при проектирования, строительстве, эксплуатации, консервации, утилизации ПНК/ПБУ/МСП. С помощью опросного листа определяется минимально допустимый уровень опасности.

Опросные листы при необходимости могут составляться для специфических ситуаций и применяться для оценки правильности выполнения стандартных технологических операций и определения проблем, которые нуждаются в повышенном внимании.

Опросный лист является самым оперативным методом анализа аварийной ситуации при идентификации опасностей и очень эффективен в процессе управления стандартными аварийными ситуациями.

2.6.3.2 Анализ ситуации «Что, если...».

Этот метод вплотную примыкает к методу использования опросных листов.

Этот метод основывается на вопросах, которые начинаются с «Что, если...». Метод рассматривает развитие ситуации после «Что, если...». Составители анализа должны быть в достаточной степени реалистичными, чтобы не предлагать невероятных сценариев развития событий.

Анализ типа «Что, если...» может применяться для идентификации опасностей при проектировании,

модификации, эксплуатации, консервации или утилизации ПНК/ПБУ/МСП. Его результатом является перечень проблемных участков, в которых могут возникнуть аварии, и предполагаемые методы предупреждений возникновения рисков и профилактики аварий.

2.6.3.3 Изучение аварийных ситуаций (ИАС).

В этом анализе должна принимать участие группа специалистов разных профилей, которые определяют аварийные ситуации и работоспособность ПНК/ПБУ/МСП, используя структурную форму анализа типа «Что, если...».

Конструктивное решение каждой составляющей технологической схемы анализируется в том виде, в котором оно представлено в проектной документации.

Метод ИАС может использоваться на всех этапах проектирования, модификации и эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП. Результатом анализа является список проблем, связанных с потенциальными авариями или снижением работоспособности ПНК/ПБУ/МСП, а также типы неисправностей/отказов и последствия каждой неисправности.

Практика показывает, что крупные аварии характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии: отказы оборудования, человеческий фактор, нерасчетные внешние воздействия, разрушение, выброс, пролитие веществ, рассеяние веществ, воспламенение, взрыв, интоксикация и т. д..

Для выявления причинно-следственных связей между этими событиями используют логико-графические методы анализа «деревья отказов» и «деревья событий».

2.6.3.4 Изучение работоспособности ПНК/ПБУ/МСП при аварийных ситуациях. Результатом анализа является список проблем, которые могут привести к потенциальной аварии и снижению работоспособности ПНК/ПБУ/МСП, а также список рекомендуемых изменений, предложений или действий, направленных на улучшение безопасности и работоспособности. Время и эффективность этого метода напрямую зависят от размера и сложности ПНК/ПБУ/МСП и от опыта экспертов, которые определяют аварийные ситуации и работоспособность ПНК/ПБУ/МСП, используя структурную качественную форму анализа типа «Что, если...».

2.6.3.5 Анализ неисправностей/отказов и их последствий.

2.6.3.5.1 Анализ применяется при определении единичных типов неисправностей и отказов, которые могут служить причиной или способствуют возникновению аварии. Анализ типа неисправностей и их последствий может применяться вместе с другими качественными методами определения опасностей.

Назначение этого анализа — определение типов неисправностей и последствий каждой неисправности для ПНК/ПБУ/МСП. На стадии проектирования этот метод может использоваться для определения потребностей в дополнительных защитных мерах или в их сокращении. Во время модификации ПНК/ПБУ/МСП анализ неисправностей используется для определения влияния модификации на существующие конструкции и оборудование. Этот метод применяется также во время эксплуатации для определения единичных неисправностей, которые могут привести к значительным по масштабу последствиям. Поскольку этот метод субъективен, его использование требует как минимум двух экспертов, знающих ПНК/ПБУ/МСП, технологические процессы и оборудование.

При включении в анализ уровня критичности каждого типа неисправностей метод переходит в анализ типов неисправностей и их последствий.

2.6.3.5.2 Подробное описание методов, рекомендуемых для проведения анализа рисков, представлено также в Приложениях 2 и 3 к Правилам классификации и постройки морских подводных трубопроводов (далее — Правила МПТ).

2.7 МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ОЦЕНОК РИСКОВ (КОР)

2.7.1 Анализ деревьев отказов и событий.

Анализ дерева отказов (цепи ошибок) является дедуктивным методом, в центре которого лежит определенное событие, повлекшее аварию, которое называется главным событием, и построение логической схемы всех взаимосвязей, которые могут привести к этому событию. Цепь ошибок/отказов является графической логической иллюстрацией различных конструктивных ошибок, неисправностей оборудования, влияния внешних условий и человеческого фактора, которые могут приводить к аварии.

Анализ дерева событий является индуктивным методом, предназначенным для исследования причин аварии и нахождения основных ошибок, которые ее вызвали. Он также дает основу аналитикам для определения степени риска аварии.

Анализ дерева событий заключается в построении последовательности событий (ветвей дерева), приводящих к главному событию (событию в вершине дерева).

Этот метод используется при проектировании, эксплуатации, переоборудовании и утилизации ПНК/ПБУ/МСП. Он особенно полезен при анализе новых технологий, конструктивных решений, эксплуатационных условий, которые еще не прошли апробации на практике. Метод обеспечивает:

качественное логическое описание потенциальных проблем, включая комбинации сценариев потенциальных событий;

количественные оценки частот/вероятностей событий (от 0 до 1) для каждой ветви дерева, позволяющие определить вклад каждого события в оценку степени риска.

2.7.2 Статистические методы.

2.7.2.1 Целью оценок риска является фокусированное внимание на областях наиболее высоких уровней риска, а также определение факторов, оказывающих на них значимое влияние.

2.7.2.2 В число рассматриваемых аварийных ситуаций должны войти те, которые позволяют определить различные типы рисков (для персонала, для окружающей среды, для конструкций, оборудования и технических устройств).

2.7.2.3 Риск может быть определен как частота или вероятность возникновения события В при наступлении события А (безразмерная величина, лежащая в пределах 0 — 1).

2.7.2.4 Количественное определение вкладов в риски состоит из трех стадий, базирующихся на статистике аварий:

уровни аварий определяются в зависимости от их повторяемости (частоты);

тяжести последствий аварий, которая выражается в терминах риска;

распределения результирующих характеристик по всем уровням аварий определяются в терминах риска для возможности оценки степени вкладов каждого уровня в общий риск (см табл. 2.3.1).

2.7.2.5 Математические методы количественных оценок рисков (QAR) могут включать в себя различные статистические модели, включая статистические методы Монте-Карло[1], формулу полной вероятности и другие адекватные статистические методы.

Формула полной вероятности при определении $QAR_к$ записывается следующим образом:

$$QAR_к = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i Q_{ik}, \qquad (2.7.2.5)$$

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

Q_{ik} — риск аварии (как пример, вероятность реализации i-й ветви дерева событий в случае использования метода 2.7.1);

n — число рассматриваемых сценариев (случаев) на данном виде аварии (либо число ветвей деревьев событий);

k — соответствует данному виду аварии.

2.7.2.6 Статистические методы, соответствующие описанию реакций ПНК/ПБУ/МСП на внешние воздействия (ветер, волнение, течение, лед, сейсмика и т. п.) не должны противоречить методикам, используемым в нормативных документах Регистра.

2.7.3 Диаграмма влияния.

Чаще всего используется для сопоставления каких-то вариантов решения. Наибольшее внимание здесь должно быть сосредоточено на областях повышенного риска. В этих случаях может использоваться диаграмма, реализующая предложение, основанное на матрице рисков (см. 2.3.1). На базе диаграммы влияния можно получать как количественные, так и качественные результаты (см. 3.1.7 части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП).

2.7.4 По результатам оценки рисков производятся:

идентификация областей повышенного риска;

идентификация факторов, принципиально влияющих в управляемом режиме на уровень риска;

переоценка рисков для каждого варианта контроля и управления рисками.

2.8 ОЦЕНКА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ

2.8.1 При анализе аварийных ситуаций определяются индивидуальные риски, характеризующие частоту возникновения поражающих факторов определенного вида.

Значение годового индивидуального риска (AIR) при каком-либо воздействии, аварийном случае определяется по формуле:

$$AIR_к = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i Q_{ik} Q_{ik}^p, \qquad (2.8.1)$$

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

Q_{ik} — риск аварии (как пример, вероятность реализации i-й ветви дерева событий в случае использования метода 2.7.1);

n — число рассматриваемых сценариев на данном виде аварии (либо число ветвей деревьев событий);

Q_{ik}^p — условная вероятность поражения человека при реализации i-й ветви дерева событий.

2.8.2 Значение суммарного годового индивидуального риска (AIR_Σ) при различных воздействиях (например: при землетрясениях, при пожарах, взрывах, падении предметов и т. п.) определяется как сумма AIR для отдельных воздействий, т. е.:

$$AIR_\Sigma = \sum_{i=1}^{k=m} AIR_k, \qquad (2.8.2)$$

где m — принятое во внимание число возможных поражающих факторов.

2.8.3 Социальный риск определяется с помощью FN-кривых, связывающих уровень частоты аварий (F) с числом смертельных случаев при аварии (N).

[1] Общее название группы численных методов, основанных на том, что можно поставить «эксперимент» большое число раз и, таким образом, подсчитав число удачных исходов, оценить их вероятность.

Социальный риск оценивает масштаб возможных катастроф. Он является интегральной характеристикой последствий реализаций определенного вида рисков. Значение социального риска, то есть, риска со смертельным исходом, при N=1 используется для определения годового индивидуального риска.

2.9 МЕТОДЫ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК

2.9.1 Метод Делфи[1].

С помощью метода Делфи (Delphi technique):

реализуется «информированное интуитивное суждение» и для этого формулируется задача (проблема);

отбирается группа специалистов-экспертов, способных всесторонне охватить сформулированную задачу (проблему);

создаются условия, при которых группа экспертов может работать наиболее продуктивно, для чего во главе группы ставится опытный аналитик, хорошо знакомый с методом Делфи;

вся группа получает максимум имеющейся информации по рассматриваемой проблеме.

Организационно-методически последовательность условий при использовании метода Делфи выглядит следующим образом:

.1 ведущий аналитик или кто-нибудь другой по его поручению подготавливает исходную информацию по проблеме и происходит письменная или устная, а в необходимых случаях, и та и другая «презентация» проблемы перед группой отобранных экспертов;

.2 эксперты выносят свое суждение, оцениваемое либо ранжированием предложеных вариантов (если нет возможности для количественных оценок), либо, если существует такая возможность, оценивают количественно рассматриваемое явление;

.3 при ведущей роли аналитика происходит сравнение полученных мнений отдельных экспертов и обсуждение комментариев каждого из них;

.4 эксперты переоценивают свои первоначальные суждения, если для этого с их точки зрения есть предпосылки;

.5 составляется окончательный итог экспертизы.

2.9.2 Коэффициент конкордации.

В рамках метода Делфи степень согласия группы экспертов оценивается с помощью коэффициента конкордации W:

$$W=\frac{12\sum_{i=1}^{i=n}\{\sum_{j=1}^{j=n}x_{ji}-(1/2)m(n-1)\}}{m^2(n^3-n)}, \qquad (2.9.2\text{-}1)$$

где m — число экспертов;
n — число объектов.

Коэффициент W изменяется от 0 до 1. $W=0$ означает, что не существует связи между ранжированием экспертов; $W=1$ означает, что все эксперты одинаково ранжируют объекты по данному признаку.

Оценка значимости коэффициента конкордации определяется с помощью параметра Z:

$$Z=\frac{1}{2}\cdot ln\frac{(m-1)W}{1-W}, \qquad (2.9.2\text{-}2)$$

который имеет распределение Фишера со степенями свободы $\nu_1=n-1-2/m$ и $\nu_2=(m-1)\nu_1$.

Для величины $n>7$ можно использовать критерий χ^2 Пирсона. Величина $m(n-1)W$ имеет χ^2-распределение с $\nu=n-1$ степенями свободы.

Приемлемое значение коэффициента конкордации W составляет величину $W=0{,}5\div0{,}7$; при доверительном уровне вероятности $W=$ 0,995.

2.9.3 Коэффициент парной корреляции.

В рамках метода Делфи для решения задач, связанных с обработкой информации, имеющей качественный и сравнительный характер, применяются методы ранговой корреляции.

При систематизации качественной информации используется так называемое ранжирование, под которым понимается расположение п объектов в порядке возрастания или убывания какого-либо признака X, количественно неизмеримого. Ранг x_i указывает то место, которое занимает i-й объект среди других п объектов, ранжированных в соответствии с признаком X.

Статистикой взаимосвязи ранжированных объектов является коэффициент ранговой корреляции. Коэффициент ранговой корреляции ρ оценивает связь между качественными признаками отдельных объектов, не поддающимися точной количественной оценке

$$\rho=1-\frac{6S(d^2)}{n(n^2-1)}, \qquad (2.9.3\text{-}1)$$

где n — число объектов;

$$S(d^2)=\sum_{i=1}^{n}(x_i-y_i)^2, \qquad (2.9.3\text{-}2)$$

где x_i, y_i — рассматриваемые свойства.

2.9.4 Свойства коэффициента ранговой корреляции.

$$-1\leqslant\rho\leqslant+1.$$

$\rho=0$ означает, что признаки X и Y для объектов n независимы ранжированием этих объектов по признаку Y.

[1] Аналитический метод экспертного оценивания особенностей проблемы с целью проверки согласованности мнений экспертов, анализа полученных выводов и разработки рекомендаций.

$\rho = -1$ означает, что ранжирование объектов по признакам X и Y полностью противоположно.

Если x_i и y_i являются случайными величинами, то коэффициент ранговой корреляции превращается в обычный коэффициент парной корреляции

$$\rho = \frac{cov(XY)}{\sigma(X)\sigma(Y)}, \qquad (2.9.4)$$

где $\sigma(X)$ и $\sigma(Y)$ — стандартные отклонения X и Y;
$cov(XY)$ — ковариация X и Y.

2.9.5 Методы анализа риска могут применяться изолированно или в дополнение друг к другу, причем методы качественного анализа могут включать количественные критерии риска (в основном, по экспертным оценкам с использованием матрицы «вероятность — тяжесть последствий» ранжирования опасности). По возможности полный количественный анализ риска должен использовать результаты качественного анализа опасностей (см. табл. 2.9.5).

Таблица 2.9.5

Рекомендации по выбору методов анализа риска

Метод	Вид деятельности				
	Размещение (предпроектные работы)	Проектирование	Ввод или вывод из эксплуатации	Эксплуатация	Переоборудование/консервация/утилизация
Анализ «А что будет, если...?»	0	+	++	++	+
Метод проверочного листа	0	+	+	++	+
Анализ опасности и работоспособности	0	++	+	+	++
Анализ видов и последствий отказов	0	++	+	+	++
Анализ «деревьев отказов и событий»	0	++	+	+	++
Количественный анализ риска	++	++	0	+	++

«0» — наименее подходящий метод анализа;
«+» — рекомендуемый метод;
«++» — наиболее подходящий метод.

3 ВЫБОР ВАРИАНТА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ПРИ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

3.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1.1 На стадии проектирования ПНК/ПБУ/МСП должна быть создана концепция безопасности для предотвращения столкновений, включающая в себя трехступенчатый контроль рисков, для чего вводятся:

эшелоны безопасности вокруг ПНК/ПБУ/МСП;

эффективная защита корпусной конструкции от столкновения;

ограничения параметров повреждений.

3.1.2 При решении вопросов безопасности ПНК/ПБУ/МСП при внешних воздействиях должны учитываться все неблагоприятные их сочетания.

3.1.3 На ПНК/ПБУ/МСП должно быть предусмотрено контрольно-измерительное оборудование, обеспечивающее контроль за внешней средой и основными реакциями ПНК/ПБУ/МСП на интенсивные воздействия внешней среды (ветер, значительное волнение, лед, сейсмика и т. п.).

3.2 ЭШЕЛОНИРОВАНИЕ ЗОН БЕЗОПАСНОСТИ ВОКРУГ ПНК/ПБУ/МСП

Наиболее эффективным и действенным средством управления рисками является организация эшелонов безопасности вокруг ПНК/ПБУ/МСП (см. 4.1.3 части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП).

3.2.1 Эшелоны безопасности ПНК/ПБУ/МСП включают в себя два типа.

Наружный эшелон ($2 \div 6$ мильная зона вокруг ПНК/ПБУ/МСП), где действуют ограничения по скорости и направлению движения судов. Степень ограничений зависит от:

типов судов, их водоизмещения, осадки;

маневренных качеств судов (ВРШ, подруливающие устройства, поворотные движители, активная система удержания и позиционирования).

Внутренний эшелон ($0{,}5 \div 2$ мильная зона вокруг ПНК/ПБУ/МСП), где действуют строгие ограничения по нахождению судов; скорость по направлению к ПНК/ПБУ/МСП по радиусу зоны должна быть не более 2-х $\div$ 4-х узлов в зависимости от судна, его водоизмещения, энерговооруженности, маневренности, систем защиты от столкновения.

В пределах эшелонов должна быть исключена любая буксировка плохо управляемых объектов.

Радиусы эшелонов безопасности могут быть откорректированы проектантом по согласованию с надзорными органами, Регистром и заказчиком в зависимости от типа ПНК/ПБУ/МСП.

Контроль и предупреждение движения и нахождения судов в эшелонах безопасности должен осуществляться с поста управления ПНК/ПБУ/МСП.

3.2.2 Эффективная конструктивная защита корпуса ПНК/ПБУ/МСП от столкновений с судами должна включать амортизационную защиту и деформационную защиту корпуса.

Амортизационная защита ПНК/ПБУ/МСП от судов, швартующихся в море, обеспечивается пневматическими кранцами или иными амортизационными средствами, эквивалентными по энергоемкости и удельному контактному давлению.

Деформационная защита ПНК/ПБУ/МСП обеспечивается сминаемыми конструкциями, рассеивающими при своей невозвратной деформации энергию столкновения и гасящими контактное усилие до величины, воспринимаемой амортизационной защитой.

Допускается, что первый тип защиты следует устанавливать на ПНК/ПБУ/МСП, а второй тип — на судах.

Эффективная конструктивная защита корпуса ПНК/ПБУ/МСП должна обеспечиваться согласно части II «Корпус» Правил ПБУ/МСП и допускать швартовку судов специального назначения при волнении моря до 6 баллов включительно.

Для ПНК/ПБУ/МСП требуется также специальная конструктивная защита в составе швартовно-перегрузочного комплекса, которая должна быть согласована проектантом с надзорными органами и Регистром в установленном порядке.

3.3 АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ОТКРЫТОМ ФОНТАНИРОВАНИИ СКВАЖИН И ВЫБРОСАХ

3.3.1 Описание процесса аварии.

Открытому фонтанированию предшествуют газонефтеводопроявления (ГНВП) и грифонообразования, которые являются наиболее тяжелыми видами аварий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, вплоть до возможной гибели ПНК/ПБУ/МСП.

Бурение, особенно вскрытие продуктивного пласта, может привести к поступлению флюида в скважину в ходе бурения после цементирования и в процессе эксплуатации скважин. Дальнейшее развитие ГНВП может привести к выбросу из скважины пластового продукта или бурового/промывочного раствора и к аварийному фонтанированию, которое может создать пожаровзрывоопасную ситуацию.

3.3.2 Под открытым фонтаном понимают неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, разрушения, негерметичности запорного оборудования или в следствие грифонообразования.

Причины перехода ГНВП и выбросов в аварийное состояние при бурении, капитальном и текущем ремонтах, а также при перфорации скважин, определены как следующие:

несвоевременное установление ГНВП;

необученность членов буровой бригады мерам по предупреждению и борьбе с возможными ГНВП;

непринятие мер по герметизации устья скважины;

неправильные действия по герметизации устья скважины;

несоответствие конструкции скважины геологическим условиям (не учитываются глубина залегания, пластовые давления и температуры вскрываемых горизонтов, глубина залегания подверженных гидроразрыву пород и пр.);

некачественное цементирование кондукторов, обсадных, промежуточных и эксплуатационных колонн;

негерметичность резьбовых соединений и нарушения целостности обсадных колонн, а также дефекты устьевого оборудования;

отсутствие контроля за противовыбросовым оборудованием на устье скважины и несоответствие его технических характеристик условиям проводимых на скважине работ;

неисправность и неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования (превенторов);

отсутствие устройств (невозвратные клапаны, шаровые краны, отсекающие клапаны) для предотвращения выброса через бурильные трубы;

отсутствие необходимого запаса бурового раствора требуемого качества на скважине;

низкая производственная дисциплина.

3.3.3 Причины возникновения открытых фонтанов и выбросов при эксплуатации скважин разбиваются на три группы.

3.3.3.1 Первая группа — повреждение или разрушение устьевого оборудования:

механическое повреждение транспортными и грузоподъемными средствами, напором воды и льда, штормами и др.;

разрушение из-за некачественного изготовления узлов оборудования на предприятиях-изготовителях;

разрушение при низких температурах;

разрушение в результате нарушения технологии ремонта и обслуживания колонной головки и фонтанной арматуры;

разрушение в результате воздействия агрессивных сред и высоких давлений (выход из строя

элементов оборудования происходит преимущественно в скважинах, в добываемой продукции которых содержится углекислый газ, сероводород и пластовая вода);

разрушение и повреждение вследствие взрыва в коммуникациях, что происходит при образовании взрывной смеси нефтяных газов с воздухом, самовоспламенении при окислении пирофорных отложений, разряде статического электричества, нагреве нефтегазовоздушной смеси при выходе через щель, действии ударной волны.

3.3.3.2 Вторая группа — возникновение открытых фонтанов связано с выходом из строя самой скважины, что возникает при внутрискважинном взрыве, нарушении герметичности эксплуатационной колонны, а также межколонного пространства, несовершенстве конструкции самой скважины.

3.3.3.3 Третья группа — организационные причины: отсутствие контроля за эксплуатирующимися скважинами, невыполнение своевременных работ по контролю, ремонту и обслуживанию устьевого и забойного скважинного оборудования.

3.3.4 При построении дерева событий для оценки опасности «выброс из скважины» необходимо учитывать следующие параметры:

местонахождение выхода пластового флюида во время выброса;

расход флюида в скважине;

направление выброса;

содержание мер, принятых для восстановления контроля за работой скважины;

продолжительность выброса;

вероятность воспламенения выброса и задержки перед воспламенением;

признаки предстоящего выброса.

При этом следует учитывать, что продолжительность выброса зависит от способа восстановления контроля над скважиной и эффективности его применения, а также от притока жидкости в скважину.

3.4 СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО ФОНТАНИРОВАНИЮ СКВАЖИН И ВЫБРОСАМ

3.4.1 Оценки частот выбросов могут быть получены на основании анализа статистики аварийных случаев.

Статистические данные, приведенные в данной главе, базируются на данных о периодичности возникновения подобных аварийных ситуаций и могут быть использованы проектантом с учетом применения признанных методов экстраполяции.

При применении новых технологий, таких как бурение горизонтальных и искривленных скважин, эти данные могут оказаться завышенными.

В табл. 3.4-1 приведены сравнительные данные по оценке вероятности выбросов, полученных на основе данных The International Association of Oil & Gas producers (OGP). Они объединяют информацию различных стран мира за 1980-1992 годы. Информация была подготовлена для составления базы данных по периодичности утечек и вероятностей возгорания для составления оценок рисков для ПНК/ПБУ/МСП в эксплуатации. Разработка Scandpower основана на аналогичных данных по странам мира, но методология обработки информации несколько отличается.

Данные OGP принимаются нефтяной промышленностью западных стран за основу прогноза периодичности отказов. В связи с этим при анализе риска используются данные OGP Forum, которые подразделяют выбросы на контролируемые и неконтролируемые (табл. 3.4-2) и по вероятности их возгорания (табл. 3.4-3).

Данные OGP Forum также позволяют определить периодичность выбросов при одновременном проведении операций бурения и добычи по районам ПНК/ПБУ/МСП (табл. 3.4-4).

Таблица 3.4-1

Сравнительные данные по вероятности выбросов

Этап	Периодичность/год	
	OGP	Scandpower
Предварительное бурение (на каждую пробуренную скважину)	$2{,}3 \times 10^{-3}$	$3{,}3 \times 10^{-3}$
Заканчивание (на каждую заканчиваемую скважину)	$7{,}0 \times 10^{-4}$	$1{,}0 \times 10^{-3}$
Добыча (на скважину в год)	$4{,}6 \times 10^{-5}$	$5{,}0 \times 10^{-5}$
Ремонт и обслуживание (на каждую операцию)	$4{,}0 \times 10^{-4}$	$8{,}0 \times 10^{-3}$

Таблица 3.4-2

Данные OGP по вероятности выбросов в год

Этап	Итого	Контролируемые выбросы	Неконтролируемые выбросы
Предварительное бурение (на каждую разбуренную скважину)	$2{,}3 \times 10^{-3}$	$0{,}7 \times 10^{-4}$	$1{,}6 \times 10^{-3}$
Заканчивание (на каждую заканчиваемую скважину)	$7{,}0 \times 10^{-4}$	$1{,}6 \times 10^{-4}$	$5{,}4 \times 10^{-4}$
Добыча (на скважину в год)	$4{,}6 \times 10^{-5}$	0	$4{,}6 \times 10^{-5}$
Ремонт и обслуживание (на каждую операцию)	$4{,}0 \times 10^{-4}$	0	$4{,}0 \times 10^{-4}$

Таблица 3.4-3

Вероятность возгорания выбросов

Количество выбросов	Количество возгораний	Быстрое возгорание (в течение 5 минут)	Медленное возгорание (в течение 2 часов)	Очень медленное возгорание (после 2 часов)
112 100%	93 83%	7 6,3%	3 2,7%	9 8%

Таблица 3.4-4

Вероятные места выбросов и их процентное соотношение

Район	Бурение	Заканчивание	Добыча	Ремонт и обслуживание
Палуба буровой	69	10	—	64
Несущая палуба	—	—	17	—
Зона устьев скважин	9	10	61	29
Подводное обустройство	22	80	22	7

3.5 АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ПОЖАРАХ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.5.1 Классификация пожаров[1].

Пожары классифицируются по виду горючих веществ и материалов и подразделяются на следующие классы:

.1 пожары твердых горючих веществ и материалов (A);

.2 пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (B);

.3 пожары газов (C);

.4 пожары металлов (D);

.5 пожары горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением (E);

.6 пожары ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ (F).

3.5.2 Опасные факторы пожара.

К опасным факторам пожара, воздействующим на людей и имущество, относятся:

.1 пламя и искры;

.2 тепловой поток;

.3 повышенная температура окружающей среды;

.4 повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения;

.5 пониженная концентрация кислорода;

.6 снижение видимости в дыму.

1 Учтены требования Федерального закона № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008 г.

3.5.3 К сопутствующим проявлениям опасных факторов пожара относятся:

.1 осколки, части разрушившихся сооружений, технологических установок, оборудования, агрегатов, устройств и иного имущества;

.2 радиоактивные и токсичные вещества и материалы, попавшие в окружающую среду из разрушенных технологических установок, оборудования, агрегатов, устройств и иного имущества;

.3 вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических установок, оборудования, агрегатов, устройств и иного имущества;

.4 опасные факторы взрыва, происшедшего вследствие пожара;

.5 воздействие огнетушащих веществ.

3.5.4 Взрывопожароопасные свойства смесей углеводородов характеризуются следующими показателями:

концентрационные пределы распространения пламени;

температура воспламенения;

температурные пределы воспламенения;

температура вспышки.

Показатели пожаровзрывоопасности устанавливаются нормативными документами по пожарной безопасности и используются для установления требований к применению веществ и материалов и расчета пожарного риска.

3.5.5 Расчеты по оценке пожарного риска являются составной частью формализованной оценки безопасности, являющейся неотъемлемой частью декларации промышленной безопасности на объектах, для которых она должна быть разработана в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3.5.6 Порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска определяется нормативными правовыми актами Российской Федерации.

3.5.7 При эксплуатации технологического оборудования возможны следующие виды пожаров:

пожар, характеризующийся горением в парогазовой фазе;

пожар, характеризующийся струйным горением.

Взрывоопасность технологических установок определяется не только физико-химическими свойствами углеводородов и их смесей, но и параметрами технологического процесса. Чем выше температура и давление процесса, тем благоприятнее условия для формирования взрывоопасного облака, образованного в результате разгерметизации оборудования и выброса технологической среды в атмосферу.

Принимается, что выброс загорится не сразу, а с задержкой и приведет к взрыву, а не к струйному пожару. Поэтому вероятность возникновения струйного пожара не учитывается. Вероятность

взрыва и индивидуальный риск в результате взрыва рассчитываются в 2.7, 2.8, 2.9.

Пожар в парогазовой фазе может возникнуть в любом месте, где имеются легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ), и характеризуются малой или нулевой кинетической энергией из-за необходимости генерировать легковоспламеняющиеся пары и относительно небольшим уровнем тепловых потоков.

Размер пожара в парогазовой фазе определяется на основе равновесия между скоростью утечки и скоростью горения, зависит от количественных параметров жидкости в рассматриваемом оборудовании и его конструктивного исполнения.

Объемы легковоспламеняющихся жидкостей для расчетов параметров пожара в помещениях принимаются по наиболее неблагоприятному варианту развития пожара (в период пуска, остановки, загрузки, выгрузки, складирования, ремонта, штатной работы, аварии аппаратов или технологического оборудования), при котором в помещение поступает (или постоянно находится) максимальное количество веществ и материалов, наиболее опасных в отношении воспламенения.

3.5.8 Воспламенение аварийного фонтана разрядами статического электричества является следствием ряда причин, в основе которых лежат такие явления, как:

трибоэлектрический эффект, возникающий при взаимном трении движущихся частиц потока и неподвижных конструкций, в результате чего происходит изменение агрегатного состояния фонтанирующего вещества;

распыление жидкой фазы в составе струи;

деформация фонтанирующей среды при ударе о твердое препятствие.

3.5.9 Факторами, увеличивающими вероятность воспламенения фонтана от разрядов статического электричества, являются: увеличение скорости истечения (повышение дебита фонтана); появление в составе струи твердых или жидких инородных компонентов; механическое воздействие на фонтанирующую струю, приводящее к изменению ее формы; удар струи о свободную поверхность жидкости (например, нефти или конденсата, разлитых у устья скважины).

3.5.10 При пожарах газонефтяных фонтанов вся нефть, как правило, сгорает в воздухе, а при пожарах нефтяных фонтанов часть нефти, разливаясь, продолжает гореть на палубах ПНК/ПБУ/МСП и поверхности воды.

3.5.11 Мероприятия по управлению рисками, связанными с взрывами, падающими и летящими предметами, можно объединить в две группы по признаку их влияния на различные стадии аварии:

мероприятия, влияющие на потенциальный источник аварийной ситуации и обеспечивающие уменьшение вероятности возникновения аварийной ситуации;

мероприятия, влияющие на развитие аварии и обеспечивающие уменьшение ее последствий.

Мероприятия первой группы относятся только к потенциальным источникам взрывов и падающим (летящим) предметам, находящимся на ПНК/ПБУ/МСП.

3.5.11.1 К основным мероприятиям первой группы относятся:

консервативный подход при проектировании, базирующийся на широком использовании опыта проектирования в отношении обеспечения безопасности;

при компоновке технологических блоков по взрывоопасности необходимо, используя метод анализа иерархий, для построения деревьев событий/отказов определить наиболее опасный аппарат (центр блока) в технологическом блоке;

проведение периодических освидетельствований оборудования и других потенциальных источников взрыва и падающих (летящих) предметов в процессе эксплуатации;

контроль определенных условий, которые могут указывать на начало отказа, например, показания систем вибрационных и акустических датчиков на крупном оборудовании, имеющем вращающиеся узлы.

весь комплекс организационных противопожарных мероприятий.

3.5.11.2 К основным мероприятиям второй группы относятся:

компоновка и соответствующее размещение оборудования (см. 4.1);

резервирование систем, способных влиять на процесс развития и масштаб последствий аварии;

физическое разделение резервных систем безопасности;

применение специальных систем конструктивной защиты;

использование в качестве защитных барьеров штатных конструкций путем их специального проектирования;

организационное обеспечение наименее опасных по масштабам последствий развития аварии и распространения поражающих факторов.

3.5.11.3 Для обеспечения необходимого уровня безопасности (разумно приемлемого уровня риска) требуется реализация комплекса мероприятий первой и второй групп.

3.5.12 Основными внешними и внутренними источниками, связанными с воздействием на ПНК/ПБУ/МСП взрывов, падающих и летящих предметов (осколков) являются:

аварии вблизи ПНК/ПБУ/МСП на транспортных судах-челноках, приводящие к взрывам и/или возникновению летящих/падающих предметов от них;

сосуды (емкости) и трубопроводы, находящиеся (работающие) под давлением и содержащие газ или жидкие взрывоопасные вещества;

конструкции и оборудование, обладающие значительной кинетической энергией.

Степень поражающего фактора летящего (падающего) предмета характеризуется, в первую очередь, массой предмета и скоростью удара. Кроме того, поражающее действие летящего предмета зависит от его формы, угла между направлением вектора скорости и плоскостью удара.

Действие взрыва на объект обусловлено быстрым изменением избыточного воздушного давления в виде воздушной ударной волны. Степень опасности взрыва характеризуется величиной максимального избыточного давления. Для оценки реакции объекта на действие взрыва должны быть определены время нарастания и спада избыточного давления. Разрушение некоторых потенциальных источников взрыва может сопровождаться одновременным формированием избыточного воздушного давления и одновременным образованием летящих предметов (осколков). Это характерно, например, для взрывного разрушения сосудов, находящихся под давлением.

Возможные первичные факторы, связанные с действием взрыва, падающих (летящих) предметов:

деформация, повреждение, разрушение конструкций и оборудования;

травмы и гибель персонала;

подвижка (сотрясение) конструкций;

образование летящих осколков;

появление едких, токсичных газов, паров и аэрозолей;

возникновение пожара.

Первичные факторы могут порождать комплекс вторичных факторов. Так, например, сотрясение конструкций может приводить к повреждению оборудования, падению незакрепленных предметов, травмам персонала и пр.

3.5.13 Регистром устанавливаются три степени опасности от взрыва и летящего (падающего) предмета (см. табл. 2.3.1):

I — характеризуется максимально возможными для данного источника значениями параметров и характеристик поражающих факторов;

II — характеризуется значениями параметров и характеристик поражающих факторов, не относящимися к I и III степеням;

III — характеризуется значениями параметров и характеристик поражающих факторов, не вызывающими ощутимых последствий для конструкций, оборудования, персонала ПНК/ПБУ/МСП и для окружающей природной среды.

Если нельзя с достаточной степенью достоверности определить значения параметров и характеристик поражающих факторов данного источника, то для оценок безопасности следует использовать консервативный подход, полагая, что реализуется опасность I степени.

Опасность III степени определяется предельно допустимыми уровнями штатных нагрузок на конструкции, оборудование и персонал.

В отношении воздействия на человека следует рассматривать такие поражающие факторы, как: непосредственное воздействие огня, избыточное давление, тепловое излучение, загазованность и токсичность воздушной среды.

В качестве предельно допустимых уровней нагрузок на персонал могут приниматься следующие:

предельно допустимые уровни ускорений (в положении сидя или стоя) — 0,9*g* (по всем осям координат);

при ударе головой о преграду скорость соударения не должна превышать 2,3 м/с;

при ударах предметами с массой 1, 2, 3, 4 и 5 кг скорость удара не должна превышать 5; 3,7; 3; 2,5 и 2,2 м/с, соответственно;

величина избыточного давления в ударной волне не должна превышать 35 кПа.

3.5.14 Пожары на ПНК/ПБУ/МСП принципиально подразделяются на две категории:

пожар на открытых палубах;

пожар во внутренних помещениях и пространствах.

3.5.14.1 Пожар на открытых палубах, вызванный выбросом газа из дренажных устройств либо разрывами трубопроводов/емкостей/аппаратов, следует классифицировать как наиболее опасный. Особая опасность этого пожара состоит в том, что, во-первых, происходит разлитие жидкой фазы на большой площади и формирование большого облака паров; во-вторых, приток ЛВЖ и/или газа достаточно велик и практически не поддается контролю особенно на начальной стадии пожара; в-третьих, в атмосфере над установкой образуется парогазовая горючая смесь, состоящая из воздуха, газов и паров, поступающих из дренажных устройств и разрывов. Источниками воспламенения такой смеси могут быть:

неисправное палубное освещение;

открытое пламя;

искры любого происхождения (сварочные работы);

выхлопные газы энергетического оборудования;

горючие части оборудования.

При оценке опасности «пожары, обусловленные утечками добываемых пластовых флюидов из технологических систем», следует рассмотреть следующие возможные источники утечек углеводородов в технологической системе:

вертлюги;

турели;

райзеры;

сепараторы;

трубопроводы обвязки;

арматура манифольдов и систем;

гибкие шланги;

емкости хранения углеводородов и горючих газов.

Компоненты ПНК/ПБУ/МСП должны быть сгруппированы по категориям, таким как: «сосуды, работающие под давлением», «насосы/компрессоры», «емкости хранения» с целью определения возможного характера отказов оборудования и условий утечек технологических жидкостей.

При построении логико-графической схемы развития пожара (деревьев отказов/событий) следует учитывать:

степень опасности оборудования;

химический состав потенциально возгораемого вещества;

внешние условия района эксплуатации (в первую очередь, направление и силу ветра);

реальные возможности по перекрытию источника возгораемого вещества (нефти, природного газа или сжиженного природного газа);

наличие вблизи ПНК/ПБУ/МСП других судов или сооружений;

возможность последующего взрыва/взрывов;

техническое состояние корпуса ПНК/ПБУ/МСП;

эффективность работы противопожарной защиты и т. п.

Следует также учитывать, что данный пожар может вызвать пожар разлития по поверхности воды, огненные шар и вихрь.

3.5.14.2 Пожары во внутренних помещениях ПНК/ПБУ/МСП делятся на три основные группы:

пожары в машинных помещениях, энергетических отсеках (кроме чисто электротехнических отсеков и помещений), постах управления и коридорах;

пожары электрооборудования;

пожары в технологических, служебных, бытовых и жилых помещениях.

Основными причинами возникновения пожаров во внутренних помещениях и прстранствах являются:

нарушение режимов работы и правил эксплуатации оборудования и приборов;

аварии и поломки оборудования, машин, механизмов и приборов, а также обслуживающих их систем.

Источником возникновения пожаров во внутренних помещениях являются:

искры любого происхождения;

открытое пламя;

поверхности, нагретые до температуры воспламенения ГСМ (неизолированные части газовыхлопов ДГ, перегретые подшипники, электрооборудование);

неисправная электропроводка.

3.5.15 Технические требования по противопожарной защите ПНК/ПБУ/МСП в полном объеме содержатся в части VI «Противопожарная защита» Правил ПБУ/МСП.

3.6 СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО УТЕЧКАМ ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ

3.6.1 Одной из основных причин возникновения пожаров и взрывов на морских объектах нефтегазодобывающей отрасли являются утечки пластовой продукции. Статистические данные регистрации аварийных ситуаций на морских объектах Британского сектора Северного моря, приведенные ниже, базируются на ежегодных отчетах HSE, содержащих информацию о периодичности возникновения аварийных ситуаций, и могут быть использованы проектантом с учетом применения признанных методов экстраполяции.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций, связанных с выделением углеводородов (пожар, взрыв), проводится на основании статистических данных OGP «База данных по утечкам углеводородов» и Oil&Gas UK «Статистика выбросов углеводородов на морских объектах».

В основе сценариев возникновения пожаров лежат утечки (выбросы) углеводородов из оборудования и трубопроводов технологических систем. Согласно данным, приведенным в табл. 3.6.1-1 — 3.6.1-3, утечки чаще всего образуются в местах соединений и в результате неисправности арматуры.

Таблица 3.6.1-1

Зависимость утечек от их местонахождения на оборудовании ПНК/ПБУ/МСП Британского сектора Северного моря

Место утечки	Доля от общего количества, %	
	2002 г.	2001 г.
Фланцевое соединение труб	13	8
Сварное соединение труб	13	6
Корпус трубы	6	13
Открытая труба	4	16
Шток вентиля	8,5	4
Корпус вентиля	8,5	5
Фланец вентиля	0	1
Открытый вентиль	4	3
Корпус ёмкости	2	3
Фланец ёмкости	2	3
Открытая ёмкость	2	1
Небольшое отверстие в трубе	6	8
Небольшое отверстие в соединении	4	7
Соединение оборудования систем автоматики	15	3
Фланец насоса/компрессора	0	2
Уплотнение насоса/компрессора	6	3
Корпус гибкого трубопровода	0	4
Труба в вертлюге	0	1
Другие уплотнения в оборудовании	4	7

Таблица 3.6.1-2

Зависимость утечек от конкретных причин на морских объектах Британского сектора Северного моря

Непосредственная причина	Доля от общего количества причин, %	
	2002 г.	2001 г.
Коррозия/внутренняя	4	5
Коррозия/наружная	0	7
Эрозия	9	6
Усталость/вибрация	21	11
Неправильный монтаж	21	12
Ошибка оператора	4	11
Изменение свойств материала из-за старения	28	27
Процедурные нарушения	6	4
Неадекватная изоляция	2	4
Блокировка	0	2
Неадекватные процедуры	4	8
Дефекты оборудования	0	6

Таблица 3.6.1-3

Зависимость утечек от основополагающих причин на морских объектах Британского сектора Северного моря

Основополагающая причина	Доля от общего количества причин, %	
	2002 г.	2001 г.
Неадекватный мониторинг	11	10
Неадекватная оценка риска	13	8
Неадекватное конструктивное решение	30	29
Неадекватная процедура	23	9
Несоответствующая компетенция	8,5	12
Неадекватный надзор	8,5	5
Неправильный выбор материала/ применение	13	8
Неадекватное описание задачи	0	2
Чрезмерная нагрузка	4	2
Устаревшая информация/данные	0	1
Неправильный монтаж	15	7
Неадекватное техническое обслуживание	8,5	—
Неадекватная связь	2	2
Неадекватные условия контроля мониторинга	32	28

Таблица 3.6.1-4

Перечень защитных мероприятий, невыполнение которых приводит к отказам оборудования и систем

Заблокированный вентиль
Допуск к работам и разрешение на работы
Изолирование
Изменение контроля
Пересмотр процедур
Пересмотр проектных решений (включая HAZOP)
Компетентное обеспечение
Инспекция/условия мониторинга
Коррозионный/эрозионный мониторинг
Строительный/приемочный контроль
Специальный контроль (для установок, отработавших свой ресурс)

Кроме того, в результате коррозии в стенках трубопроводов и сосудов могут образовываться отверстия различного диаметра, визуальное обнаружение которых из-за наличия теплоизоляции затруднено. Тем не менее, по статистическим данным отчёта Oil&Gas UK из 643 обнаруженных утечек на платформах британского сектора Северного моря за период с 01.10.92 г. по 31.03.97 г. 506 утечек было обнаружено именно визуально.

Пример расчета частоты утечек приводится в табл. 3.6.1-6. В качестве примера принят клапан, установленный на трубопроводе диаметром (D) 400 мм.

Расчет частоты утечек из отверстий различного диаметра из трубопроводов различного диаметра представлен в табл. 3.6.1-13.

Таблица 3.6.1-5

Статистические данные по параметрам утечек за период 2001/2 гг. на морских стационарных платформах в британском секторе Северного моря

Вид углеводорода	Значимость	Система	Количество углеводорода утечки, кг/с	Продолжительность утечки, мин	Эквивалентный размер отверстия, мм
Газ	Малая	Сброс	2,30	3,00	0,9
Газ	Малая	Скважина	0,90	1,00	0,9
Не технологический	Малая	Масляная, Дизель	6,00	3,00	1,76
Не технологический	Малая	Газовый компрессор	3,43	6,00	4,00
Не технологический	Малая	Масляная, Теплообмена	0,80	5,00	2,12
Не технологический	Малая	Масляная, Дизель	0,50	6,00	0,85
Не технологический	Малая	Масляная, Газовый	3,75	6,00	0,50
Не технологический	Малая	турбогенератор	3,75	1,00	2,06
Не технологический	Малая	Масляная, Газовый турбогенератор	1,00	1,00	0,9
Не технологический	Малая	Масляная, Теплообмена	1,00	1,00	0,38
Не технологический	Малая	Масляная, Дизель	0,80		

Таблица 3.6.1-6

Пример расчета частоты утечки

(d/D)'	P'	P	$D = 400$ мм			
			d, мм	d/D	Q_f	$Q_y = Q_f \cdot P$
0	0,65	0,65	10	0,025	$4{,}5 \times 10^{-4}$	$2{,}93 \times 10^{-4}$
0,05	0,88	0,23	25	0,0625		$2{,}93 \times 10^{-5}$
0,1	0,94	0,06	50	0,125		$1{,}04 \times 10^{-5}$
0,2	1		100	0,25		$2{,}7 \times 10^{-5}$
1			1	400		$2{,}7 \times 10^{-5}$

P' — величина распределения для (d/D)';
P — разница между последующей и предыдущей величиной распределения;
d — диаметр отверстия утечки;
d/D — отношение d к D;
Q_f — частота утечки из клапана (например, по данным HSE);
Q_y — частота утечки из клапана для различного диаметра утечки.

Таблица 3.6.1-7

Частоты утечек из фланцев и клапанов

Оборудование	Диаметр (D), мм	Частота утечек за год работы
Фланцы	$D < 75$	$4{,}04 \times 10^{-5}$
	$75 < D < 275$	$5{,}46 \times 10^{-5}$
	$D > 275$	$1{,}18 \times 10^{-4}$
Клапаны	$D < 75$	$7{,}18 \times 10^{-5}$
	$75 < D < 275$	$1{,}02 \times 10^{-4}$
	$D > 275$	$4{,}50 \times 10^{-4}$

Таблица 3.6.1-8

Распределение размеров отверстий фланцев и клапанов[1]

Отношение диаметра отверстия утечки и внутреннего диаметра трубопровода	Распределение по размерам отверстий утечек	
	Фланец	Клапан
0,05	—	0,65
0,10	0,96	0,88
0,20	—	0,94
1,00	1	1

Таблица 3.6.1-9

Частоты утечек из фланцев для различных размеров отверстий

Диаметр, мм	Размер отверстия, мм								
	Полное сечение	300	250	200	150	100	50	25	10
400	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$
300	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$4{,}72 \times 10^{-6}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$	$1{,}13 \times 10^{-4}$
250	$2{,}18 \times 10^{-6}$	—	—	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$
200	$2{,}18 \times 10^{-6}$	—	—	—	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$
150	$2{,}18 \times 10^{-6}$	—	—	—	—	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$
100	$2{,}18 \times 10^{-6}$	—	—	—	—	—	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$2{,}18 \times 10^{-6}$	$5{,}24 \times 10^{-5}$
50	$1{,}62 \times 10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	$1{,}62 \times 10^{-6}$	$1{,}62 \times 10^{-6}$
25	$1{,}62 \times 10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	—	$1{,}62 \times 10^{-6}$

[1] Хотя распределение по размерам постоянно, для расчетов отверстий используются дискретные значения, что вполне обосновано, т.к. большинство отверстий небольшие, и различие в последствиях утечек между различными отверстиями малого диаметра относительно невелико. Из вышесказанного вытекает, что частоты утечек из фланцев (табл. 3.6.1-9) и клапанов (табл. 3.6.1-10) разного диаметра рассчитаны по размерам округленных отверстий.

Таблица 3.6.1-10

Частоты утечек из клапанов для различных размеров отверстий

Диаметр, мм	Размер отверстия, мм								
	Полное сечение	300	250	200	150	100	50	25	10
400	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$1{,}04\times10^{-4}$	$2{,}93\times10^{-4}$	$2{,}93\times10^{-4}$
300	$2{,}70\times10^{-5}$	—	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$2{,}70\times10^{-5}$	$1{,}04\times10^{-4}$	$2{,}93\times10^{-4}$
250	$6{,}12\times10^{-6}$	—	—	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$2{,}35\times10^{-5}$	$6{,}63\times10^{-5}$
200	$6{,}12\times10^{-6}$	—	—	—	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$2{,}35\times10^{-5}$	$6{,}63\times10^{-5}$
150	$6{,}12\times10^{-6}$	—	—	—	—	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$2{,}35\times10^{-5}$
100	$1{,}22\times10^{-5}$	—	—	—	—	—	$6{,}12\times10^{-6}$	$6{,}12\times10^{-6}$	$2{,}35\times10^{-5}$
50	$4{,}31\times10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	$4{,}31\times10^{-6}$	$1{,}65\times10^{-5}$
25	$4{,}31\times10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	—	$1{,}65\times10^{-5}$

Таблица 3.6.1-11

Частоты утечек из трубопроводов

Оборудование	Диаметр, мм	Частота утечек за год работы
Трубопровод	$D<75$	$1{,}93\times10^{-4}$
	$75<D<275$	$6{,}78\times10^{-5}$
	$D>300$	$5{,}12\times10^{-5}$

Таблица 3.6.1-12

Распределение размеров отверстий трубопроводов

Отношение диаметра отверстия утечки и внутреннего диаметра трубопровода	Распределение по размерам отверстий утечек
0,05	0,6
0,22	0,85
0,45	0,95
1,00	1,00

Таблица 3.6.1-13

Частоты утечек из трубопроводов для различных размеров отверстий

Диаметр, мм	Размер отверстия, мм								
	Полное сечение	300	250	200	150	100	50	25	10
400	$2{,}56\times10^{-6}$	$2{,}56\times10^{-6}$	$2{,}56\times10^{-6}$	$5{,}12\times10^{-6}$	$5{,}12\times10^{-6}$	$1{,}28\times10^{-5}$	$1{,}28\times10^{-5}$	$3{,}07\times10^{-5}$	$3{,}07\times10^{-5}$
300	$2{,}56\times10^{-6}$	—	$2{,}56\times10^{-6}$	$2{,}56\times10^{-6}$	$5{,}12\times10^{-6}$	$6{,}78\times10^{-6}$	$1{,}28\times10^{-5}$	$3{,}07\times10^{-5}$	$3{,}07\times10^{-5}$
250	$2{,}56\times10^{-6}$	—	—	$3{,}39\times10^{-6}$	$3{,}39\times10^{-6}$	$6{,}78\times10^{-6}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$4{,}07\times10^{-5}$
200	$3{,}39\times10^{-6}$	—	—	—	$3{,}39\times10^{-6}$	$6{,}78\times10^{-6}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$4{,}07\times10^{-5}$
150	$3{,}39\times10^{-6}$	—	—	—	—	$3{,}39\times10^{-6}$	$6{,}78\times10^{-6}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$4{,}07\times10^{-5}$
100	$3{,}39\times10^{-6}$	—	—	—	—	—	$6{,}78\times10^{-6}$	$1{,}70\times10^{-5}$	$4{,}07\times10^{-5}$
50	$9{,}65\times10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	$1{,}93\times10^{-5}$	$1{,}64\times10^{-4}$
25	$9{,}65\times10^{-6}$	—	—	—	—	—	—	—	$1{,}93\times10^{-5}$

Таблица 3.6.1-14

Распределение размеров отверстий КИП

Отношение диаметра отверстия утечки и внутреннего диаметра трубопровода	Распределение по размерам отверстий утечек
0,10	0,13
0,20	0,2
1,0	1
Примечание: Все значения даны за год	

Таблица 3.6.2-1

Распределение размеров отверстий в компрессорах

Диаметр отверстия утечки, мм	Распределение по размерам отверстий утечек
10	0,62
25	0,15
50	0,08
100	0,8
150	0,08

3.6.2 Утечки из компрессоров.

Частота утечек из компрессора составляет $1{,}44\times10^{-3}$ за год.

3.6.3 Утечки из емкостей.

Частота утечек из емкостей составляет $2{,}64\times10^{-3}$ за год работы емкости.

Расчет частоты утечек из отверстий различного диаметра из клапанов различного диаметра представлен в табл. 3.6.3-2.

Таблица 3.6.2-2

Частоты утечек из компрессоров для различных размеров

Диаметр, мм	Размер отверстия, мм					
	Полное сечение	150	100	50	25	10
400	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
300	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
250	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
200	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
150	$1{,}44 \times 10^{-3}$	—	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
100	$2{,}88 \times 10^{-3}$	—	—	$1{,}44 \times 10^{-3}$	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
50	$4{,}32 \times 10^{-3}$	—	—	—	$2{,}07 \times 10^{-3}$	$1{,}12 \times 10^{-2}$
25	$7{,}02 \times 10^{-3}$	—	—	—	—	$1{,}12 \times 10^{-2}$

Таблица 3.6.3-1

Распределение размеров отверстий в емкостях

Диаметр отверстия утечки, мм	Распределение по размерам отверстий утечек
25	0,54
50	0,89
150	0,96

Таблица 3.6.3-2

Частоты утечек из емкостей для различных размеров

Диаметр, мм	Размер отверстия, мм			
	Полное сечение	150	100	50
400	$1{,}06 \times 10^{-4}$	$1{,}85 \times 10^{-4}$	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
300	$1{,}06 \times 10^{-4}$	$1{,}85 \times 10^{-4}$	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
250	$1{,}06 \times 10^{-4}$	$1{,}85 \times 10^{-4}$	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
200	$1{,}06 \times 10^{-4}$	$1{,}85 \times 10^{-4}$	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
150	$2{,}90 \times 10^{-4}$	—	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
100	$2{,}90 \times 10^{-4}$	—	$9{,}24 \times 10^{-4}$	$1{,}43 \times 10^{-3}$
50	$1{,}21 \times 10^{-3}$	—	—	$1{,}43 \times 10^{-3}$
25	$2{,}64 \times 10^{-3}$	—	—	—

Примечание: размеры отверстий округлены до ближайших 50 мм; частота утечек за год.

3.7 КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РИСКА ПОЖАРА В ПАРОГАЗОВОЙ ФАЗЕ

3.7.1 Вероятность возникновения пожара в парогазо-вой фазе, определяется как:

$$QAR_{\text{п.ф.}} = Q_{\text{возг}} \cdot Q_{\text{ут}}, \qquad (3.7.1\text{-}1)$$

где $QAR_{\text{п.ф.}}$ — количественное определение риска возникновения пожара;
$Q_{\text{возг}}$ — вероятность возгорания парогазовой фракции;
$Q_{\text{ут}}$ — частота утечки.

Вероятность возгорания определяется по формуле:

$$lgQ = 0{,}3929(lgQ_{\text{ж}} + 1) - 2{,}376, \qquad (3.7.1\text{-}2)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — скорость утечки жидкости, кг/с.

Скорость утечки жидкости определяется по формуле:

$$Q_{\text{ж}} = C_d A \sqrt{2\rho(P - P_d)}, \qquad (3.7.1\text{-}3)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — скорость утечки жидкости, кг/с;
C_d — коэффициент истечения (0,6 для круглых отверстий);
A — площадь отверстия, через которое протекает жидкость, м^2;
ρ — плотность жидкости;
P — давление утечки, Па;
P_d — давление окружающей среды, $1{,}01 \times 10^5$ Па.

Количественная оценка риска пожара рассчитывается по формуле:

$$QAR_n = (Q^c_{\text{ут}} \cdot m + Q^e_{\text{ут}} \cdot n + Q^{\text{к}}_{\text{ут}} \cdot l) Q_{\text{возг}}, \qquad (3.7.1\text{-}4)$$

где $Q^c_{\text{ут}}$, $Q^e_{\text{ут}}$, $Q^{\text{к}}_{\text{ут}}$ — частота утечки при работе, соответственно, сепараторов, емкостей и контрольно-измерительных приборов (принимаются согласно главе 3.6);
m, n, l — количество, соответственно, сепараторов, емкостей и КИП.

Расчет производится для:

наиболее вероятного аварийного сечения (10 мм);

максимального аварийного сечения.

Величина $Q_{возг}$ для наиболее вероятного аварийного сечения равна $2{,}3 \times 10^{-2}$, а для максимального аварийного сечения, как для утечки с большим массовым истечением (> 50 кг/с), вероятность возгорания жидкости принимается $8{,}0 \times 10^{-2}$. Результаты расчета представлены в табл. 3.7.1.

Таблица 3.7.1

Результаты расчета количественной оценки риска пожара

Величина утечки	QAR_n
Наиболее вероятное аварийное сечение	$8{,}9 \times 10^{-5}$
Максимальное аварийное сечение	$3{,}1 \times 10^{-4}$

4 УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

4.1 ВЫБОР ВАРИАНТОВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

4.1.1 Целью управления рисками является предложение эффективного варианта контроля и управления рисками, включающего в себя три принципиальных этапа:

фокусирование на областях риска, нуждающихся в управлении;

идентификация потенциальных контрольных уровней риска;

структурирование контрольных уровней рисков в практически управляемые варианты сценариев.

4.1.2 На всех этапах проектирования ПНК/ПБУ/МСП должна быть создана процедура выбора варианта контроля и управления рисками, приемлемая для существующих аварийных ситуаций и для аварийных ситуаций, вызываемых новыми технологиями или новыми методами операций. На первом этапе производится классификация результатов КОР таким образом, чтобы основные усилия были направлены на области, наиболее нуждающиеся в контроле. Основные аспекты, которые должны быть рассмотрены при этом, следующие:

аварии с неприемлемым уровнем риска рассматриваются в первую очередь;

при составлении деревьев отказов и событий идентифицируются риски, оказывающие наибольшее влияние на результат.

4.1.3 Выбор варианта контроля степени риска связан с конкретными мерами по его управлению. Рекомендуется при установлении мер контроля уровня риска строить подробную причинно-следственную цепочку: опасность → аварийная ситуация → авария → последствия.

Методы управления должны быть нацелены:

на снижение частоты ошибок проектирования, современных технологий, правильной организационной политики, обучения и тренировки персонала;

на нейтрализацию действия эффекта несоответствий для предотвращения аварий;

на исключение обстоятельств, при которых могут произойти несоответствия;

на снижение тяжести последствий аварий.

4.1.4 Рекомендуются два возможных подхода для объединения методов управления в группы:

«общий подход», обеспечивающий управление рисками с помощью оценки вероятности начала аварии и разработки мероприятий для предотвращения последовательности развития нескольких различных аварий;

«дифференцированный подход», обеспечивающий управление рисками развития аварий вместе с возможностью влияния на дальнейшие стадии развития других аварий в отношении снижения рисков, прямо не связанных с предшествующими авариями.

4.1.5 В результате выбранного варианта управления рисками составляется План управления рисками для его реализации в Плане контроля качества при проектировании и эксплуатации конкретного вида ПНК/ПБУ/МСП.

4.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКОВ ВЫБРОСОВ И ПОЖАРОВ

4.2.1 Противопожарные мероприятия на ПНК/ПБУ/МСП целесообразно разделить на четыре группы.

4.2.1.1 К первой из них относятся мероприятия организационного характера, а именно:

разработка и официальное оформление инструкций на производство всех работ, выполняемых на ПНК/ПБУ/МСП;

разработка должностных инструкций для всего персонала ПНК/ПБУ/МСП;

строгое соблюдение норм и требований охраны труда при производстве любых работ на установке, внедрение системы разрешений на проведение всех взрывопожароопасных работ;

разработка и официальное оформление Технологического регламента, Планов пожарных и Плана ликвидации аварий с четкими указаниями по действиям персонала при тушении пожара;

разработка и внедрение системы обучения работе на ПНК/ПБУ/МСП с регулярным контролем знаний, полученных персоналом, и тренировкой.

4.2.1.2 Во вторую группу включаются мероприятия технического характера, направленные на предотвращение возможности возникновения пожара на ПНК/ПБУ/МСП. Важнейшими из них являются:

применение на ПНК/ПБУ/МСП в опасных в пожарном отношении зонах и помещениях оборудования, машин, механизмов, приборов и систем в пожаровзрывозащищенном исполнении;

установка на ПНК/ПБУ/МСП специальной системы, предотвращающей выбросы природного газа;

использование на ПНК/ПБУ/МСП систем транспортировки ЛВЖ, в которых возможность утечки сведена к минимуму;

обеспечение требуемого состава воздушной среды в помещениях ПНК/ПБУ/МСП путем вентиляции и установки систем контроля состава воздушной среды;

ограничения на использование горючих материалов в служебных, бытовых и жилых помещениях.

4.2.1.3 Мероприятия по конструктивной защите от огня, направленные на предотвращение его распространения на ПНК/ПБУ/МСП (часть VI «Противопожарная защита» Правил ПБУ/МСП), составляют третью группу противопожарных мероприятий. С точки зрения контроля рисков определяющими из них следует признать:

блок-модульное проектирование ПНК/ПБУ/МСП по технологическому принципу;

ярусное размещение технологического оборудования;

отделение одного блока/модуля от другого соответствующими расстояниями, а также одного пожароопасного помещения от другого с помощью газонепроницаемых огнестойких переборок и специально вентилируемых коффердамов и тамбуров;

реализация специальных мер по обеспечению безопасной эвакуации персонала из любых служебных, бытовых или жилых помещений с помощью проходов, коридоров, тамбур-шлюзов, шахт, оборудованных средствами противопожарной защиты;

устройство на ПНК/ПБУ/МСП специального помещения — временного убежища, в котором персонал может находиться в безопасности в течение определенного промежутка времени, необходимого на ликвидацию пожара либо на эвакуацию людей с борта ПНК/ПБУ/МСП, но не менее одного часа.

4.2.1.4 Четвертая группа включает в себя мероприятия по активной борьбе с пожаром. В ее состав входят системы тушения пожара, основанные на различных физических и химических принципах действия (см. разд. 3 части VI «Противопожарная защита» Правил классификации и постройки морских судов).

4.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКА АВАРИИ

4.3.1 Рекомендации должны базироваться на уровнях приемлемости рисков и на лежащих в их основе причинах, сравнении вариантов контроля и управления рисками и выполняться в обеспечение снижения рисков до наиболее возможного уровня на всех этапах проектирования и эксплуатации ПНК/ПБУ/МСП.

Должно быть обеспечено объективное сравнение альтернативных вариантов, базирующихся на потенциальном снижении уровня риска и стоимостной эффективности вариантов контроля и управления рисками. Рекомендации должны корреспондироваться с рекомендациями ИМО, МАКО и не противоречить требованиям нормативных документов Ростехнадзора РФ.

4.3.2 Все решения, принимаемые для снижения риска аварий, должны отвечать действующим правилам надзорных органов, а также Регистра, и эксплуатационным стандартам, отраженным в технологическом регламенте ПНК/ПБУ/МСП, соответствующих инструкциях по эксплуатации, согласованных с Регистром.

Эксплуатационные стандарты повсеместно используются в течение всего срока службы ПНК/ПБУ/МСП. Важно, чтобы они относились к системам и процессам, способствующим уменьшению суммарного риска. При этом количество эксплуатационных стандартов должно способствовать лучшей управляемости безопасностью.

Эксплуатационные стандарты относятся к конкретным типам ПНК/ПБУ/МСП и их рекомендуется формировать на трех уровнях:

эксплуатационные стандарты, основанные на оценке рисков, которые определяют количественные параметры;

сценарные эксплуатационные стандарты, которые могут содержать качественные или количественные оценки рисков с указанием конкретной цели для управления рисками при появлении конкретной опасности или группы опасностей;

системные эксплуатационные стандарты, уточняющие уровень безопасности ПНК/ПБУ/МСП, который необходим от всех систем для обеспечения приемлемого суммарного уровня рисков.

4.3.3 Статистические данные, приведенные в 3.4, 3.6, позволяют разрабатывать рекомендации по снижению рисков пожаров, как наиболее вероятных сценариев развития опасных ситуаций на ПНК/ПБУ/МСП, так как анализ этих статистических данных и их экстраполяция позволяют проектанту правильно

оценивать и исключать существующие потенциальные риски.

4.3.4 Примеры практической количественной оценки отдельных видов рисков приведены в Приложениях 2, 3, 4 части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП.

4.4 ПРИНЦИП ПРАКТИЧЕСКИ ОСУЩЕСТВИМОГО НИЗКОГО УРОВНЯ РИСКА

4.4.1 Принцип разумно осуществимого уровня безопасности осуществляется следующим образом:

4.4.1.1 Идентификация опасностей и анализ последствий их реализации позволяет установить предварительную приоритетность опасностей. Для этого используется матрица риска (табл. 2.3.1), в соответствии с которой все опасности классифицируются по трем уровням: неприемлемый, практически разумный и приемлемый.

Неприемлемыми опасностями считаются те, риск в отношении которых не может быть оправдан ни при каких, за исключением форс-мажорных, обстоятельствах. К таким опасностям относятся такие, последствия которых являются катастрофическими.

Приемлемыми считаются опасности, реализация которых маловероятна, а последствия несущественные. В отношении таких опасностей не требуется принятия каких-либо мер и они могут быть исключены из рассмотрения.

4.4.1.2 Между «приемлемыми» и «неприемлемыми» уровнями лежит «практически осуществимый низкий уровень» (уровень ALARP — As Low as Reasonably Practicable), который определяется с учетом анализа опасностей и работоспособности — метод HAZOP (Hazard and Operability Study), который исследует влияние отклонений технологических параметров (физико-химических свойств, давлений, температур и пр.) от регламентных режимов с позиций возникновения опасностей.

4.4.1.3 Реализация матрицы рисков (см. табл. 3.1.7 и табл. 5.2.1 части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП) осуществляется путем идентификации и сопоставления конкретных потенциальных рисков в районах повышенного риска при помощи диаграммы влияния (3.1.7 и 5.2 части XV «Оценка безопасности ПБУ/МСП» Правил ПБУ/МСП). После постановки задачи создается рабочая группа из экспертов, выполняющая экспертизу в рамках методологии ФОБ. Работу рекомендуется выполнять в три стадии: подготовительная работа (планирование и организация работ), работа по идентификации рисков, фаза обработки и документирования.

При невозможности количественного определения рисков допускается качественная квалификация аварийных обстоятельств и оценки рисков.

4.4.1.4 Для руководства при разработке мероприятий для реализации принципа ALARP на рис. 4.4.4 предлагается к рассмотрению процесс выполнения корректирующих действий (рекомендация МАКО «Руководство по управлению техническим обслуживанием и ремонтом»), а в табл. 4.4.4 приводятся ориентированные значения критериев количественной оценки риска возникновения отдельных видов аварий.

Таблица 4.4.4

Значения критериев оценки риска

Вид опасности	Значение критерия индивидуального риска (частота гибели человека из категории «персонал ПНК/ПБУ/МСП» в год)
Выбросы из скважин	5×10^{-5}
Пожары, обусловленные утечками добываемых пластовой продукции из технологических систем	3×10^{-4}
Пожары, обусловленные утечками дизельного топлива и масла из обслуживающих систем	1×10^{-5}
Производственные опасности	7×10^{-4}
Разрушительные волновые/ветровые нагрузки	1×10^{-7}
Разрушительные ледовые нагрузки	1×10^{-7}
Разрушительные сейсмические колебания	1×10^{-7}
Падение вертолетов при транспортировке персонала	1×10^{-5}
Авария транспортного/обслуживающего судна	1×10^{-5}
Гибель персонала, работающего на ПНК/ПБУ/МСП, при падении вертолетов на ПНК/ПБУ/МСП,	5×10^{-7}
Аварии общесудовых/жизнеобеспечивающих систем	3×10^{-5}
Разрушения конструкции из-за столкновений/навалов судов с ПНК/ПБУ/МСП	2×10^{-6}
Падающие/летящие предметы	1×10^{-6}
Гибель персонала при эвакуации	7×10^{-5}

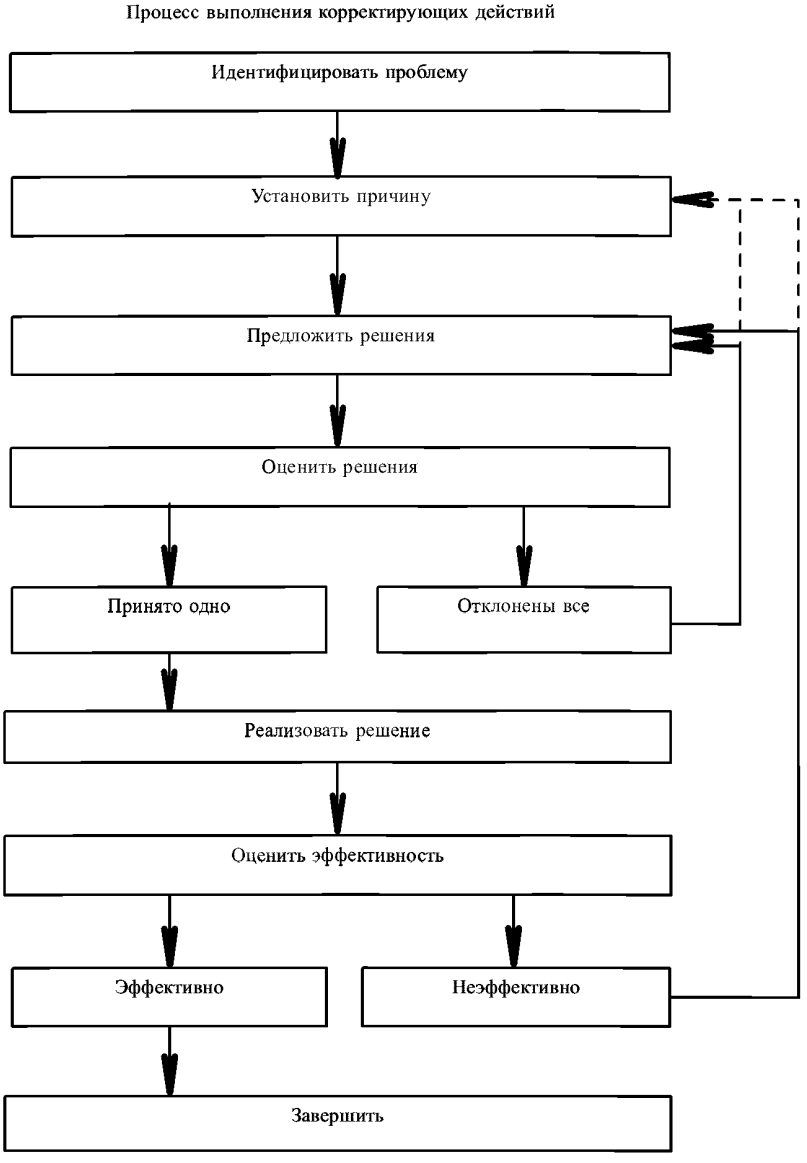


Рис. 4.4.4

5 ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ УРОВНЕЙ РИСКА

5.1 Стоимостная оценка состоит из следующих этапов:

рассмотрение рисков, оцененных выше, в зависимости от частоты/вероятности и последствий для выявления базовой причины;

классификация вариантов контроля и оценки риска, определенных в 3.1, 3.2, для понимания размеров стоимостей в результате применения того или иного варианта контроля риска;

оценка и сравнительная эффективность каждого варианта в зависимости от относительной стоимости;

5.2 Стоимость должна включать: начальный цикл, все этапы проектирования, эксплуатацию, ремонт, модернизацию, утилизацию, обучение персонала, верификацию и валидацию (инспекцию, сертификацию и т. д.). ущерб от загрязнения окружающей среды, компенсацию за ответственность перед третьими лицами и персоналом.

Оценка стоимостей должна производиться на основе использования различных признанных технологий и методик.

Стоимость определяется по отношению к персоналу, организации, компании, населению прибрежной зоны и т. д., которые напрямую или косвенно пострадали от аварии.

5.3 На этом этапе определяется эффективность предложений:

оценивается стоимость каждого из вариантов контроля и управления рисками, определенных выше;

оценивается стоимость мероприятий, оказывающих наибольшее влияние на результат;

5.4 Стоимостную эффективность выбранного мероприятия рекомендуется определять, решая либо вероятностно-оптимизационную задачу, либо на основе минимизации целевой функции P типа:

$$P = S + p\bar{u}\,, \qquad (5.4\text{-}1)$$

либо на основе метода приращений

$$I = S\Delta - \bar{u}\delta p\,, \qquad (5.4\text{-}2)$$

где I — выгода мероприятия;
S — начальная стоимость конструкции, оборудования, ПНК/ПБУ/МСП;
$\bar{u}$ — средний по вероятности убыток в случае отказа;
p — вероятность отказа (величина риска), отнесенная ко всему сроку службы конструкции, оборудования, ПНК/ПБУ/МСП ;
Δ и δ — соответствующие приращения.

5.5 Оценки рисков могут быть использованы при обосновании страховых тарифов при страховании ответственности за ущерб от аварий: окружающей среде, персоналу, населению, третьим лицам и выработке мер безопасности.

6 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Результаты анализа рисков на всех этапах проектирования должны быть учтены, обоснованы и оформлены таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали при первоначальном анализе.

6.2 Процесс анализа рисков следует документировать. Объем и форма отчета с результатами анализа зависят от целей проведенного анализа рисков. В отчет рекомендуется включать (если иное не определено нормативно-правовыми документами, например, документами по оформлению деклараций промышленной безопасности):

титульный лист;

список исполнителей с указанием должностей, научных званий, названием организации;

аннотацию;

содержание (оглавление);

задачи и цели проведенного анализа рисков;

описание анализируемого опасного производственного объекта;

методология анализа, исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа рисков;

описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения;

исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности оборудования и технических систем[1];

результаты идентификации опасностей;

результаты оценки рисков;

анализ неопределенностей результатов оценки рисков;

обобщение оценок рисков, в том числе с указанием наиболее «слабых» мест;

рекомендации по уменьшению рисков;

заключение;

перечень используемых источников информации, нормативно-технической и нормативно-правовой базы.

[1] Под технической системой в зависимости от целей анализа могут пониматься как совокупность технических устройств и оборудования (например, АСУ ТП), так и отдельные технические устройства или их элементы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

СОКРАЩЕНИЯ, ВСТРЕЧАЮЩИЕСЯ В МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИКЕ

ABS (American Bureau of Shipping) — Американское Бюро Судоходства

ANSI (American National Standards Institute) — Американский национальный институт стандартизации

API (American Petroleum Institute) — Американский нефтяной институт

AAV (Annulus access valve) — клапан для доступа в затрубное пространство

ADS (Atmospheric diving system) — атмосферная водолазная система

AIV (Annulus isolation valve) — отсечной клапан на затрубном пространстве

AMV (Annulus master valve) — главный клапан на затрубном пространстве

ASV (Annulus swab valve) — клапан очистки затрубного пространства

AUV (Autonomous underwater vehicle) — автономный подводный аппарат

BOP (Blowout preventer) — противовыбросовый превентор

CRA (Corrosion-resistant alloy) — коррозионностойкий сплав (покрытие)

C/WO (Completion/workover) — заканчивание/капитальный ремонт скважины

CAA (Civil Aviation Authority) — Управление гражданской авиации

CALM (Catenary anchor leg mooring) — выносной точечный причал с якорным креплением

CSON (Continental Shelf Operations Notice) — наблюдение за эксплуатацией континентального шельфа

DFI (Design, fabrication, installation) — проектирование, изготовление, монтаж

DHPTT (Downhole pressure/temperature transmitter) — забойный передатчик давления/температуры.

DIN (Deutsches Institut fur Normung) — Немецкий институт стандартов

DNV (Det Norske Veritas) — Норвежское классификационное общество

DP (Dynamic positioning) — динамическое позиционирование

DSV (Diving support vessel) — судно обеспечения водолазных работ

EDP (Emergency disconnect package) — блок аварийного разъединения

ESD (Emergency shutdown) — аварийная остановка

ESP (Electrical submersible pump) — электрический погружной насос

EER (Escape, Evacuation, Rescue) — система организации покидания, эвакуации и спасения

EPS (Emergency power supply) — аварийный источник питания

FAT (Factory acceptance test) — заводские приемочные испытания

FMEA (Failure mode and effects analysis) — анализ видов и последствий отказов

FPS (Floating production system) — плавучая система добычи

FPU (Floating production unit) — плавучий нефтегазодобывающий комплекс (ПНК)

FEA ((Fire and explosion analysis) — оценка рисков взрыво- и пожароопасности

GA (General alarm) — общая аварийная сигнализация

GBS (Gravity base structure) — основание гравитационного типа

HAZOP (Hazards in operation analysis) — анализ эксплуатационной безопасности

HPU (Hydraulic power unit) — гидравлический силовой привод

HXT (Horizontal X-tree) — горизонтальная фонтанная арматура

HAZID (Hazard Identification) — идентификация рисков

HIPS (High integrity protection system) — система высокого уровня защиты

HP (High pressure) — высокое давление

HVAC (Heating, ventilating and air conditioning) — система обогрева, вентиляции и кондиционирования воздуха

ID (Internal diameter) — внутренний диаметр

IPU (Integrated pipeline umbilical) — многофункциональный шлангокабель

ISO (International Standards Organization) — Международная организация по стандартизации

LMRP (Lower marine riser package (for drilling) — нижний блок водоотделяющей колонны (для бурения)

LPMV (Lower production master valve) — главная нижняя эксплуатационная задвижка (на фонтанной арматуре)

LRFD (Load and resistance factored design) — проектирование с учетом коэффициентов нагрузки и сопротивления

LRP (Lower riser package (for workover)) — нижний блок райзера (для ремонта)

LWI (Light well intervention) — подземный ремонт скважин (исследования, интенсификация притока, перфорация, монтаж внутренних устройств (отсекатели, и т.д.))

LCV (Level control valve) — клапан регулирования уровня

LNG (Liquefied natural gas) — сжиженный природный газ

LP (Low pressure) — низкое давление

LPG (Liquefied petroleum gas) — сжиженный нефтяной газ

MODU (Mobile offshore drilling unit) — плавучая буровая установка (ПБУ)

MPFM (Multiphase flowmeter) — многофазный расходомер

MPP (Multiphase pump) — многофазный насос

MLSS (Mudline suspension system) — система подвески линий подачи бурового раствора

MLSV (Mudline safety valve) — предохранительный клапан линий подачи бурового раствора

MWD (Measuring while drilling) — система измерений в процессе бурения

MAWP (Maximum working pressure) — максимальное рабочее давление

NB(Nominal bore) — условный диаметр

NRV(Non-return valve) — невозвратный клапан

OWS (Oily water separator) — сепаратор нефтесодержащей воды

PCS (Production control system) — система управления добычей

PGB (Permanent guide base) — донное основание с направляющими

PIV (Production isolation valve) — запорный добычной клапан

PLEM (Pipeline end manifold) — оконечный манифольд трубопровода

PLET (Pipeline end termination) — оконечная арматура трубопровода

PMV (Production master valve) — основной (центральный) добычной клапан фонтанной арматуры

PSD (Production shut-down) — прекращение добычи

PSW (Production swab valve) — верхний стволовой (буферный) клапан фонтанной арматуры

PWV (Production wing valve) — боковая эксплуатационная задвижка на фонтанной арматуре

PFD (Process flow diagram/data) — схема технологического процесса

QRA (Quantitative risk analysis) — количественный анализ рисков

QRS (Quantitative risk assessment) — количественная оценка риска

RTJ (Ring type joint) — кольцевое соединение

ROT (Remotely operated tool) — дистанционно управляемый инструмент

ROV (Remotely operated Vehicle) — дистанционно управляемый аппарат

SAS (Safety and automation system) — система автоматизации и безопасности

SCM (Subsea control Module) — подводный модуль управления

SCSSV (Surface-controlled subsurface safety valve) — управляемый с поверхности скважинный отсечной клапан

SITHP (Shut-in tubing head pressure) — статическое давление на устье скважины

SSIV (Subsea isolation valve) — подводный отсечной клапан

SSP (Subsea processing) — подводная подготовка

SUDU (Subsea umbilical distribution unit) — подводный блок распределения шлангокабеля

SUT (Subsea umbilical termination) — подводное окончание шлангокабеля

SXT (Surface X-tree) — надводная фонтанная арматура

SALM (Single anchor leg mooring) — выносной одноопорный причал с анкерным креплением

SBM (Single buoy mooring) — выносные причальные устройства

SPS (Surface process shutdown) — остановка технологического процесса с поверхности

TFL (through-flowline system) — система работы через напорную линию

TGB (Temporary guide base) — временное донное основание

TH (Tubing hanger) — узел подвески насосно-компрессорных труб (трубная головка)

THRT (Tubing hanger running tool) — приспособление для спуска подвески насосно-компрессорных труб

TRT (Tree running tool) — приспособление для спуска фонтанной арматуры

TLP (Tension leg platform) — платформа с натяжным вертикальным якорным креплением

TLQ (Temporary living quarters) — временные жилые помещения

TPS (Total platform shutdown) — полное отключение платформы

UPS (Uninterrupted power supply) — система бесперебойного энергоснабжения

ULS (Ultimate limit state) — состояние предела прочности (текучести)

UNS (Unified numbering system) — унифицированная система нумерации

UPMV (Upper production master valve) — верхний главный эксплуатационный клапан

VXT (Vertical X-tree) — вертикальная фонтанная арматура

WAT (Wax appearance temperature) — температура начала парафинообразования

WHP (Wellhead pressure) — давление на устье скважины

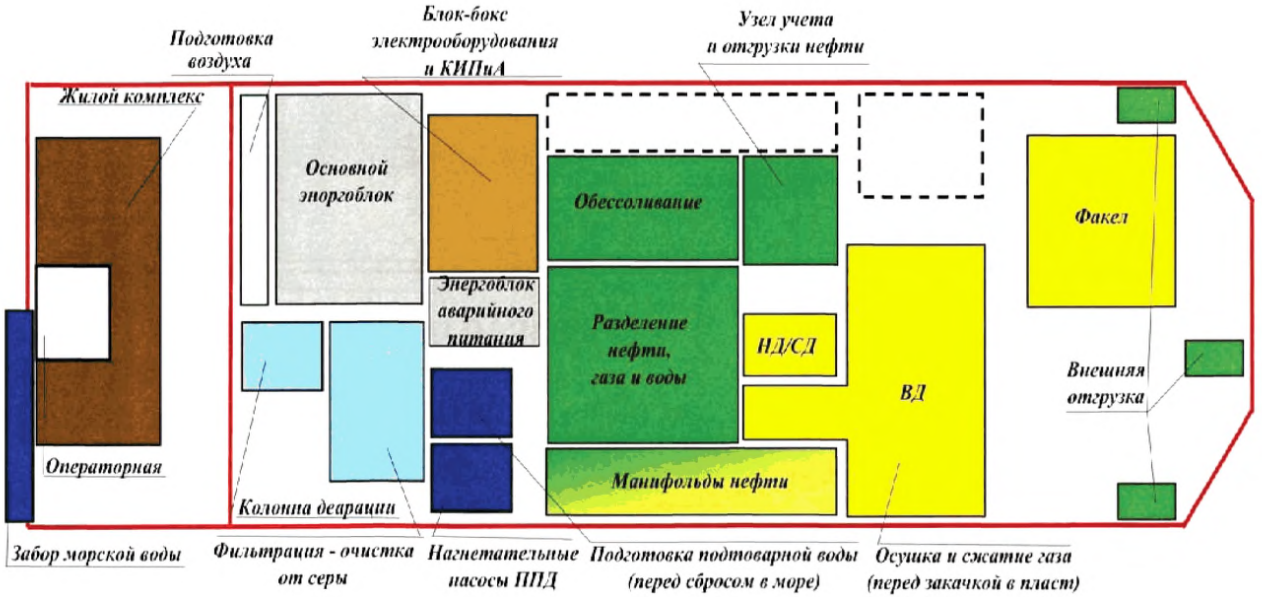
WOCS (Workover control system) — система управления капитальным ремонтом скважины

WOR (Workover riser) — техническая колонна (райзер) для капитального ремонта скважин

XOV (Cross-over valve) — перепускной клапан

XT (Christmas X-tree) — фонтанная елка

ТИПОВАЯ СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПНК



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЗНАННЫХ НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

№№	Обозначение	Наименование
1.	ГОСТ 12.0.002-90	ССБТ. Термины и определения
2.	ГОСТ 12.0.007-2009	ССБТ. Системы управления охраной труда в организации. Общие требования по разработке, применению, оценке и совершенствованию
3.	ГОСТ 12.0.230-2007	ССБТ. Системы управления охраной труда
4.	ГОСТ 12.1.030-81	ССБТ. Электрическая безопасность. Защитное заземление и зануление
5.	ГОСТ 12.1.044-89	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения
6.	ГОСТ 12.2.032 -78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
7.	ГОСТ 12.2.141 -99	ССБТ. Оборудование буровое наземное. Требования безопасности
8.	ГОСТ 12.3.033 -78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
9.	ГОСТ 12.4.040 -78	ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения
10.	ГОСТ 24.104-85	Автоматизированные системы управления. Общие требования (разделы 1 и 2)
11.	ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
12.	ГОСТ Р 22.0.05-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
13.	ГОСТ 6286-73	Рукава резиновые высокого давления с металлическими оплетками неармированные
14.	ГОСТ 9544-2005	Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов
15.	ГОСТ 13862-90	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции
16.	ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками
17.	ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения Основные параметры
18.	ГОСТ 16853-88	Канаты стальные талевые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения
19.	ГОСТ 23611-79	Совместимость РЭС электромагнитная. Термины и определения
20.	ГОСТ 23872-79.	Совместимость РЭС электромагнитная. Номенклатура параметров и классификация технических характеристик
21.	ГОСТ 25452-90	Рукава резиновые высокого давления с металлическими навивками неармированные
22.	ГОСТ 28618-90	Рукава резиновые и рукавные соединения для вращательного бурения
23.	ГОСТ Р 51330.0-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования
24.	ГОСТ Р 51330.1-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «Взрывонепроницаемая оболочка»
25.	ГОСТ Р 51330.2-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 2. Взрывозащиты вида «Взрывонепроницаемая оболочка. Дополнение 1. Приложение D. Метод определения безопасного экспериментального зазора»
26.	ГОСТ Р 51330.3-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 3. Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением
27.	ГОСТ Р 51330.4-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Искрообразующие механизмы для испытаний электрических цепей на искробезопасность
28.	ГОСТ Р 51330.5-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 5. Метод определения температуры самовоспламенения
29.	ГОСТ Р 51330.6-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 6. Кварцевое заполнение оболочки *q*
30.	ГОСТ Р 51330.7-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Масляное заполнение оболочки *o*
31.	ГОСТ Р 51330.8-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 8. Защита вида *e*

№№	Обозначение	Наименование
32.	ГОСТ Р 51330.9-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 9. Классификация взрывоопасных зон
33.	ГОСТ Р 51330.10-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Искробезопасная электрическая цепь *i*
34.	ГОСТ Р 51330.11-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам
35.	ГОСТ Р 51330.12-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Проектирование и эксплуатация помещений, защищенных избыточным давлением
36.	ГОСТ Р 51330.13-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 13. Проектирование и эксплуатация помещений, защищенных избыточным давлением
37.	ГОСТ Р 51330.14-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
38.	ГОСТ Р 51330.15-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 15. Принудительная вентиляция для защиты помещений, в которых устанавливают анализаторы
39.	ГОСТ Р 51330.16-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 16. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
40.	ГОСТ Р 51330.17-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Взрывозащита вида «герметизация компаундом»
41.	ГОСТ Р 51330.18-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 18. Ремонт и проверка электрооборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах (кроме подземных выработок или применений, связанных с переработкой и производством взрывчатых веществ)
42.	ГОСТ Р 51330.19-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 19. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования
43.	ПБ 03-540-03	Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств
44.	ПБ 03-585-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
45.	ПБ 03-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
46.	ПБ 03-591-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем
47.	ПБ 08-623-03	Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе
48.	ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
49.	РД 03-418-01	Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов
50.	NORSOK STANDART P-100	Системы подготовки продукции (Process systems)
51.	ISO 17020:2004	Общие требования к деятельности различных типов органов, осуществляющих инспекционный надзор
52.	ISO 9001:2008	Системы менеджмента качества. Требования
53.	ISO 9004:2000	Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению деятельности
54.	ISO 14001	Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по использованию
55.	OHSAS 18001:1999	Система менеджмента профессиональной безопасности и здоровья. Спецификация
56.	ISO 29001:2003	Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Отраслевые системы менеджмента качества. Требования к организациям, поставляющим продукцию и предоставляющим услуги
57.	ISO 19900:2002	Общие требования к оффшорным конструкциям,
58.	ISO 10423:2004	Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Устьевое оборудование и фонтанная арматура
59.	IS013503-1 : 2003	Нефтяная и газовая промышленность. Материалы и жидкости для заканчивания скважин. Часть 1. Измерение вязких свойств растворов для заканчивания скважин
60.	ISO 13533 : 2001	Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Оборудование для сквозного бурения
61.	IS013534 : 2000	Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Контроль, техническое обслуживание, ремонт и восстановление подъемного оборудования

№№	Обозначение	Наименование
62.	IS0 13535 : 2000	Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование
63.	IS0 13623 : 2000	Нефтяная и газовая промышленность. Системы трубопроводного транспорта
64.	ISO 13626 : 2003	Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Установки для бурения и обслуживания скважин
65.	ISO 13703 : 2002	Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и установка системы трубопроводов на морских эксплуатационных платформах
66.	9th Edition TEMA Standards	Стандарт Ассоциации производителей трубных теплообменников
67.	ASME B16.10	Размеры фланцевых и торцовых соединений клапанов и задвижек
68.	ASME B16.5	Трубные фланцы и фланцевые фитинги
69.	ASME B16.5a	Дополнения к ASME B16.5 Трубные фланцы и фланцевые фитинги
70.	ASME B31.1	Напорные трубопроводы
71.	ASME B31.3	Трубопроводы для химических и нефтеперерабатывающих заводов
72.	ASME B31.4	Транспорт нефти
73.	ASME B31.8	Транспорт газа
74.	ASME-BPVC	Котлы и сосуды, работающие под давлением. Секция IX плюс интерпретации (тт. 44 и 43), Квалификационный стандарт по сварке и пайке, сварочному и паяльному оборудованию, операторам по сварке и пайке, 2007
75.	ASTM A6M	Технические условия на конструкционный стальной прокат, листы, фасонные изделия и шпунтовые стенки
76.	ASTM A435	Технические условия на ультразвуковой контроль стальных листов
77.	ASTM A770	Технические условия на испытания на разрыв стальных листов специального применения
78.	ASTM E23	Методы испытаний металлических брусков на ударную вязкость
79.	ASTM E208	Стандартные методы испытаний падающим грузом для определения нулевой температуры пластичности углеродистых сталей
80.		Руководство ИМО по формализованной оценке безопасности (консолидированный текст), 2006
81.		Циркуляр Комитета по безопасности на море ИМО № 1023 от 05.04.2002 г. «Руководство по формализованной оценке безопасности»

Российский морской регистр судоходства

Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ

Редакционная коллегия Российского морского регистра судоходства
Ответственный за выпуск *Е. Б. Мюллер*
Главный редактор *М. Ф. Ковзова*
Редактор *Г. В. Шелкова*
Компьютерная верстка *С. С. Лазарева*

Подписано в печать 16.12.09. Формат 60 × 84/16. Гарнитура Таймс.
Усл. печ. л. 15,3. Уч.-изд. л. 15. Тираж 100. Заказ 2386.

gost.e-ecolog.ru