ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70790— 2023

Нефтяная и газовая промышленность

БУРОВОЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ СКВАЖИН

Основные требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром морские проекты» (ООО «Газпром морские проекты»), Акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро «Коралл» (АО «ЦКБ «Коралл»)

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

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 июня 2023 г. № 397-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Общие положения 3
5 Конструкция бурового и технологического оборудования для строительства морских скважин 11
6 Технические характеристики бурового и технологического оборудования для строительства морских скважин 17
Библиография 24

Введение

Настоящий национальный стандарт разработан в соответствии с Программой научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ ПАО «Газпром» на 2021 г., утвержденной Приказом ПАО «Газпром» от 28 декабря 2020 г. № 564 (пункт 64), Приказом ОАО «Газпром» от 22 января 2015 г. № 16 «Об утверждении Программы создания нормативной базы ОАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений».

Объектом стандартизации является буровое и технологическое оборудование для строительства морских скважин.

Целесообразность разработки национального стандарта заключается:

- в гармонизации государственной системы стандартизации Российской Федерации с международными системами стандартизации;
- совершенствовании фонда отечественной нормативной документации;
- установлении общих упорядоченных требований к составу и основным техническим параметрам бурового и технологического оборудования, обеспечивающего строительство разведочных и эксплуатационных морских скважин различной длины;
- сокращении нерационального многообразия требований к оборудованию.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

БУРОВОЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ СКВАЖИН

Основные требования

Petroleum and natural gas industry.
Drilling and technological equipment for constructing offshore wells.
Basic requirements

Дата введения — 2023—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на буровое и технологическое оборудование для строительства морских скважин.

Настоящий стандарт устанавливает основные требования к конструкции, составу и техническим характеристикам бурового и технологического оборудования, необходимым для обеспечения бурения морских скважин на континентальном шельфе, в территориальном море и внутренних морских водах Российской Федерации. Настоящий стандарт не распространяется на оборудование морских скважин с подводным расположением устья.

Настоящий стандарт применим на всех этапах проектирования морских буровых комплексов: при концептуальном проектировании, разработке проектной и рабочей документации, а также разработке документации для строительства в море.

При установлении требований к надежности бурового и технологического оборудования, устанавливаемого на морском нефтегазопромысловом сооружении, следует руководствоваться ГОСТ 27.310, ГОСТ Р 27.003, ГОСТ Р 27.015, ГОСТ Р 27.302, ГОСТ Р 27.601, ГОСТ Р 27.606.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.003 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.115—86 Система стандартов безопасности труда. Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.232 Система стандартов безопасности труда. Оборудование буровое наземное. Требования безопасности

ГОСТ 12.3.002 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 27.310 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения

ГОСТ 13862—90 (СТ СЭВ 6149-87, СТ СЭВ 6913-89, СТ СЭВ 6914-89, СТ СЭВ 6916-89) Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

Издание официальное

ГОСТ 16350 Климат СССР. Районирование и статические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 23941 Шум машин. Методы определения шумовых характеристик. Общие требования

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

ГОСТ ISO 17769-1 Насосы жидкостные и установки. Основные термины, определения, количественные величины, буквенные обозначения и единицы измерения. Часть 1. Жидкостные насосы

ГОСТ Р 27.003 Надежность в технике. Управление надежностью. Руководство по заданию технических требований к надежности

ГОСТ Р 27.015 (МЭК 60300-3-15:2009) Надежность в технике. Управление надежностью. Руководство по проектированию надежности систем

ГОСТ Р 27.302 Надежность в технике. Анализ дерева неисправностей

ГОСТ Р 27.601 Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание и его обеспечение

ГОСТ Р 27.606 Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность

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

ГОСТ Р 57053 Оборудование горно-шахтное. Машины и оборудование геологоразведочного бурения по твердым породам. Термины и определения

ГОСТ Р ИСО 13533 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Оборудование со стволовым проходом. Общие технические требования

ГОСТ Р ИСО 13626 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Сооружения для бурения и обслуживания скважин. Общие технические требования

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

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р ИСО 13533, ГОСТ Р ИСО 13626, ГОСТ Р ИСО 13628-4, ГОСТ ISO 17769-1, ГОСТ Р 55311, ГОСТ Р 57053, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **буровое оборудование** (drilling equipment): Комплекс машин, механизмов и устройств, предназначенных для механизации бурения скважин с морских нефтегазопромысловых сооружений.

3.2 **морская скважина** (offshore well): Цилиндрическая выработка, расположенная на морском дне и пройденная с помощью специального бурового инструмента вглубь земной коры для изучения ее геологического строения или добычи полезных ископаемых.

3.3

пакер (packer): Механическое уплотняющее приспособление для разобщения пластов в скважине, предназначенное для герметизации кольцевого пространства между трубами и стенками ствола скважины за счет уплотнения пространства между ними, а также блокировки прохождения флюидов.

[Адаптировано из ГОСТ ISO 14310—2014, пункт 3.21]

3.4 **талевая система** (block-and-tackle system): Грузонесущая часть буровой установки в виде полиспаста, состоящего из неподвижного кронблока, подвижного талевого блока, каната, являющегося гибкой связью между ними, с закреплением ходовой ветви на барабане буровой лебедки и механизма крепления неподвижной ветви талевого каната, служащая для увеличения грузоподъемности на крюке при производстве спускоподъемных операций.

3.5 **технологическое оборудование** (technological equipment): Оборудование, при помощи которого обеспечивается выполнение технологических операций по строительству скважины.

Примечание — Под технологическими операциями понимаются операции, связанные с приготовлением, очисткой, хранением, приемом/выдачей бурового раствора.

4 Общие положения

4.1 Назначение и состав комплекта бурового и технологического оборудования

Комплект бурового и технологического оборудования, устанавливаемый на морском нефтегазопромысловом сооружении, должен обеспечивать выполнение полного цикла работ по строительству и капитальному ремонту скважин и включать в себя как минимум следующее:

- оборудование для осуществления спуско-подъемных операций с буровым инструментом: буровая вышка с талевой оснасткой, включающей кронблок, неподвижно закрепляемый на верхней кронблочной раме буровой вышки, канат и подвижный талевый блок, спуско-подъемный агрегат, вспомогательные лебедки;
- оборудование для вращения породоразрушающего инструмента: силовой верхний привод, буровой ротор, винтовой забойный двигатель с системами управления и контроля процессов бурения;
- оборудование для свинчивания/развинчивания бурильной и обсадной колонны: механизмы для манипулирования бурильными свечами на буровой площадке, автоматический буровой ключ, приемный мост, вспомогательные средства механизации;
- оборудование и системы для закачки бурового раствора в скважину: буровые насосные агрегаты и подпорные насосы, система трубопроводов высокого давления для закачки бурового раствора в скважину;
- оборудование для контроля и управления скважиной: устройство для герметизации устья и отвода скважинных флюидов (дивертор), превенторный блок с системой управления, сепаратор бурового раствора, оборудование блоков дросселирования и глушения скважины;
- оборудование для очистки раствора, выходящего из скважины: вибросита, песко- и илоотделители, дегазатор, центрифуги, шнековые транспортеры;
- оборудование для приготовления и хранения бурового раствора: смесители, механические перемешиватели, циркуляционные центробежные насосы, диспергирующие устройства, емкости для приготовления и хранения бурового раствора;
- оборудование для приготовления цементного раствора и закачки его в затрубное пространство: цементировочный агрегат, двухсекционный смесительный блок, бункер постоянного потока цемента, система введения жидких добавок, станция контроля цементирования;
- оборудование системы гидравлического управления гидроприводными механизмами: гидравлическая силовая установка, блок охлаждения рабочей жидкости;
- оборудование для приема и хранения сыпучих материалов: емкости для хранения сыпучих материалов, загрузочные устройства, циклонные уловители пыли, оборудование для очистки запыленного воздуха;
- станции приема/выдачи жидких грузов и сыпучих материалов: вьюшки (барабан или лебедка) со шлангами для приема/выдачи жидких грузов, вьюшки со шлангами для приема/выдачи сыпучих материалов, станции управления вьюшками;
- оборудование системы сжатого воздуха низкого давления: воздушные компрессоры, осушители сжатого воздуха, воздухосборники;
- оборудование системы сжатого азота: азотная станция высокого давления, баллоны высокого давления для сжатого азота.

4.2 Условия эксплуатации

4.2.1 Буровое и технологическое оборудование, устанавливаемое на морском нефтегазопромысловом сооружении, должно обеспечивать безопасный и безаварийный процесс строительства скважины в соответствии с [1] и [2] при следующих статических условиях эксплуатации:

- для полупогружных плавучих буровых установок — наклонение до 15° включительно в любом направлении;

- стационарных, погружных и самоподъемных плавучих буровых установок — наклонение до 10° включительно в любом направлении;

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

В обоснованных случаях допускаются изменения указанных наклонений, подтвержденные расчетами.

4.2.2 Динамические условия (ограничения) эксплуатации бурового и технологического оборудования, размещаемого на морском нефтегазопромысловом сооружении в составе бурового комплекса, устанавливаются исходными данными и требованиями заказчика.

4.2.3 Буровое и технологическое оборудование, устанавливаемое на морском нефтегазопромысловом сооружении, должно соответствовать климатическим условиям эксплуатации, устанавливаемым ГОСТ 15150, и условиям размещения, определяемым проектом морского нефтегазопромыслового сооружения.

Климатическое районирование на территории Российской Федерации определяют в соответствии с ГОСТ 16350.

4.2.4 Буровое и технологическое оборудование, устанавливаемое на морском нефтегазопромысловом сооружении, необходимо обеспечивать всеми необходимыми средствами контроля и управления, в том числе аварийными.

4.2.5 Буровое и технологическое оборудование, устанавливаемое на морском нефтегазопромысловом сооружении, необходимо рассчитывать на срок эксплуатации не менее 25 лет с момента ввода оборудования в эксплуатацию, если техническим заданием не требуется иное.

4.2.6 Буровое и технологическое оборудование, устанавливаемое на морском нефтегазопромысловом сооружении, должно соответствовать ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.232, ГОСТ 12.3.002.

4.3 Шумовые и вибрационные характеристики бурового и технологического оборудования

4.3.1 Не допускается превышение значений шумовых характеристик бурового и технологического оборудования, установленных ГОСТ 12.1.003.

4.3.2 Методы измерения шумовых характеристик машин выполняют согласно ГОСТ 23941.

4.3.3 Шумовые характеристики оборудования и их предельные значения указывают в паспорте оборудования или руководстве (инструкции) по эксплуатации.

4.3.4 Информацию о вибрационной характеристике оборудования необходимо представить в паспорте или эксплуатационном документе на оборудование.

4.3.5 Оборудование должно безотказно работать в течение периода между капитальными ремонтами в условиях механических воздействий, перечисленных далее:

- вибрации с амплитудой перемещения ±1 мм при частотах от 2 до 13,2 Гц;
- вибрации с ускорением ±6,86 м/с^2 (0,7 g) при частотах от 13,2 до 80 Гц;
- ударах с ускорением ±49,03 м/с^2 (5,0 g) при частоте от 40 до 80 ударов в минуту.

4.4 Техническое обслуживание оборудования

Техническое обслуживание оборудования проводят в соответствии с процедурами, установленными предприятиями — изготовителями оборудования. Возможность изменения интервала проведения технического обслуживания в сторону его увеличения необходимо согласовывать с изготовителем оборудования.

Конструкция оборудования и вспомогательные средства механизации, устанавливаемые в составе бурового комплекса на морском нефтегазопромысловом сооружении, должны обеспечивать возможность полного демонтажа оборудования или его крупных узлов для замены или ремонта.

4.5 Состав бурового оборудования для строительства морских скважин

В состав бурового оборудования входит следующее оборудование:

- буровая вышка;
- подвышечное основание;
- система силового верхнего привода;
- комплекс механизмов для манипулирования бурильными трубами на буровой площадке;
- автоматизированный буровой ключ;

- буровой ротор с автономным приводом;
- спуско-подъемный агрегат (буровая лебедка);
- талевый блок;
- механизм крепления неподвижной ветви талевого каната;
- устройство для намотки и хранения талевого каната;
- приемный мост;
- комплект оборудования буровых насосных агрегатов;
- комплект оборудования цементировочного комплекса;
- кабина бурильщика;
- противовыбросовое оборудование.

4.5.1 Буровая вышка должна включать как минимум следующее навесное оборудование и конструкции:

- кронблок со шкивами талевой системы;
- кронблочную площадку;
- укрытие кронблочной площадки;
- площадки обслуживания оборудования;
- укрытие площадки для фиксации свечей бурильных труб;
- успокоитель ходовой ветви талевого каната;
- трапы и переходные площадки с леерами;
- систему экстренной эвакуации верхового рабочего;
- направляющие силового верхнего привода.

4.5.2 Подвышечное основание — объемная, прочная каркасная конструкция, устанавливаемая на палубе морского нефтегазопромыслового сооружения, предназначенная для размещения основного бурового оборудования и восприятия нагрузок, возникающих в процессе строительства морских скважин.

На верхней палубе подвышечного основания (буровой площадке), как правило, размещаются буровая вышка, спуско-подъемное оборудование, ротор, кабина бурильщика, автоматические буровые ключи, гидрораскрепители, оборудование гидро- и пневмопривода, вспомогательные лебедки; под буровой площадкой размещаются устьевая воронка или дивертор, противовыбросовое оборудование.

4.5.3 Система силового верхнего привода должна обеспечивать выполнение следующих операций:

- расхаживания бурильных колонн и промывки скважины при ликвидации аварий и осложнений;
- вращения бурильной колонны с регулированием частоты при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске бурильной колонны;
- торможения бурильной колонны и ее удержания в заданном положении;
- наращивания бурильной колонны свечами и одиночными трубами;
- обеспечения проведения спуско-подъемных операций, в том числе проведение операций по спуску обсадных колонн и колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважину;
- промывки скважины и одновременного проворачивания бурильной колонны при ликвидации аварий и осложнений;
- задания и обеспечения величин крутящего момента и частоты вращения, их измерения и вывода показаний на дисплей шкафа управления, выносной дисплей, пульт управления и на станцию геолого-технических исследований;
- герметизации внутритрубного пространства шаровыми кранами.

4.5.4 Работу силового верхнего привода необходимо синхронизировать с работой бурового ключа и механизмов системы манипулирования свечами бурильных труб и НКТ, а также обсадными трубами.

4.5.5 В состав системы силового верхнего привода должно входить следующее основное оборудование и системы:

- силовой верхний привод с интегрированным вертлюгом;
- приводной двигатель (допускается многодвигательная компоновка привода);
- статическая блокировка и аварийный тормоз;
- одно- или двухскоростная трансмиссия (допускается применение многоступенчатых трансмиссий);
- трубный манипулятор с зажимом;
- система компенсации нагрузки на резьбу бурового инструмента при свинчивании и развинчивании замковых соединений;
- внутренний превентор (сдвоенный шаровой кран; один из кранов снабжают дистанционным управлением открытия/закрытия);
- каретка перемещения силового верхнего привода по направляющим;

- система отвода штропов элеватора;
- система смазки;
- система охлаждения;
- средства контроля и управления.

4.5.6 Комплекс механизмов для манипулирования бурильными трубами должен обеспечивать выполнение операций по сборке/разборке, установке в подсвечник свечей бурильных труб при бурении и выполнении спуско-подъемных операций во внутривышечном пространстве и на буровой площадке.

Если по условиям проекта буровой установки на буровой вышке предусмотрен отдельный подсвечник для установки свечей обсадных труб, в состав комплекса должны входить механизмы, обеспечивающие выполнение операций по сборке и установке в подсвечник свечей обсадных труб.

4.5.7 В состав комплекса механизмов для манипулирования бурильными и обсадными трубами входят как минимум следующие механизмы:

- расстановщик свечей;
- площадка для фиксации свечей бурильных или обсадных труб («пальцевый» стол) с возможностью регулировки «межпальцевых» расстояний.

По условиям проекта буровой установки в состав комплекса допускается включать нижнюю площадку для фиксации свечей бурильных или обсадных труб и кабину управления, размещаемую на буровой вышке.

4.5.8 Для возможности расстановки свечей вручную при выходе из строя комплекса механизмов для манипулирования бурильными трубами необходимо предусмотреть:

- откидную/складную площадку с устройствами страховки верхового рабочего и самой площадки;
- вспомогательную пневмоприводную лебедку грузоподъемностью не менее 1000 кг, установленную на площадке обслуживания комплекса механизмов для манипулирования бурильными трубами.

4.5.9 Расстановщик свечей предназначен для перемещения свечей бурильных труб в вертикальном положении между скважиной и «пальцевым столом».

4.5.10 «Пальцевый стол» предназначен для размещения и обеспечения устойчивой позиции свечей бурильных труб и утяжеленных бурильных труб (УБТ) на буровой площадке.

4.5.11 Автоматизированный буровой ключ должен обеспечивать проведение операций свинчивания/развинчивания бурильных труб, толстостенных труб, УБТ и обсадных труб на буровой площадке над центром скважины в режиме синхронной работы с манипуляторами системы расстановки свечей бурильных и обсадных труб и силовым верхним приводом.

Автоматизированный буровой ключ должен обеспечивать контроль и автоматическое ограничение крутящего момента.

Автоматизированный буровой ключ допускается применять для механизации наращивания бурильной колонны через дополнительный шурф и для разборки забойных двигателей на буровой площадке.

4.5.12 Автоматизированный буровой ключ должен обеспечивать выполнение следующих операций:

- свинчивание/развинчивание бурильных труб, УБТ, стабилизаторов и т. п.;
- позиционирование трубозажимного устройства;
- отвод в сторону трубозажимного устройства.

4.5.13 Буровой ротор с автономным приводом должен обеспечивать выполнение функций несущей платформы, воспринимающей нагрузки от веса бурильной и обсадной колонны при их подвешивании в клиньях и проворачивании в процессе строительства скважин.

4.5.14 В состав бурового ротора входят:

- установленные на общей раме и собранные в один агрегат роторный стол, коробка передач с реверсом (при наличии), тормоз и приводной двигатель (допускается многодвигательная компоновка);
- главный вкладыш и комплект втулок для удержания колонны бурильных и обсадных труб;
- тормозная система;
- механические блокираторы вращения.

4.5.15 Спуско-подъемный агрегат должен обеспечивать создание тягового и тормозного усилия при выполнении спуско-подъемных операций технологического процесса строительства скважины.

4.5.16 В состав спуско-подъемного агрегата входит как минимум следующее оборудование:

- буровая лебедка, установленная на раме и включающая подъемный барабан, коробку передач и канатоукладчик;
- основные приводные двигатели (не менее двух);
- резервный двигатель (один или более), использующийся для регулировки подачи долота или в качестве средства для аварийного подъема при выходе из строя основного двигателя;

- система тормозов, включающая рабочий тормоз, стояночный тормоз и аварийный тормоз (допускается совмещение в одном тормозном устройстве не более двух видов тормозов);

- система автоматического поддержания в заданных пределах либо нагрузки на буровой инструмент, либо скорости проходки скважины;

- ограничитель нагрузки на крюке;

- ограничитель высоты подъема.

4.5.17 Основная система управления должна обеспечивать возможность плавного регулирования тормозного момента.

Необходимо, чтобы резервная система управления обеспечивала аварийную остановку и фиксацию барабана лебедки в неподвижном положении.

Управление спуско-подъемным агрегатом следует осуществлять дистанционно, с пульта, размещенного в кабине бурильщика.

Система управления спуско-подъемным агрегатом должна обеспечивать автоматическое отключение привода с одновременным включением тормоза при поступлении сигнала от ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока или системы верхнего привода.

4.5.18 При работе спуско-подъемного агрегата необходимо обеспечить правильную укладку каната на барабан лебедки и исключить возможность перехлеста витков.

4.5.19 Талевый блок должен обеспечивать запасовку подвижной ветви талевого каната и удержание силового верхнего привода на талевой системе в процессе бурения скважин.

4.5.20 Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната должен обеспечивать надежное, без заломов и повреждений крепление неподвижной ветви талевого каната, а также возможность быстрого перепуска талевого каната по мере его износа.

4.5.21 Устройство для намотки и хранения талевого каната предназначено для намотки, размотки и хранения запаса талевого каната.

4.5.22 Приемный мост должен обеспечивать перемещение обсадных труб, бурильных труб, УБТ и другого инструмента со стеллажей на буровую площадку и обратно.

4.5.23 Управление и контроль параметров работы механизмов приемного моста следует обеспечить:

- с панели управления, установленной на механизированном приемном мосту;

- из кабины бурильщика.

4.5.24 Буровой насосный агрегат должен обеспечивать при бурении подачу промывочной жидкости (бурового раствора) под давлением на забой скважины с обеспечением выноса шлама на устье.

4.5.25 Напорную линию бурового насосного агрегата необходимо оборудовать предохранительным устройством для сброса давления, срабатывающим при превышении на 10 % максимального рабочего давления насоса, соответствующего диаметру установленных втулок.

4.5.26 Комплект оборудования цементировочного комплекса должен обеспечивать приготовление цементного раствора, его нагнетание и продавку при цементировании скважин.

4.5.27 В состав цементировочного оборудования входит как минимум следующее оборудование:

- цементировочный агрегат;

- двухсекционный смесительный блок;

- бункер постоянного потока цемента;

- система введения жидких добавок.

4.5.27.1 Цементировочный агрегат должен обеспечивать выполнение следующих операций:

- механизированное приготовление цементного и других технологических растворов с заданными параметрами и свойствами;

- нагнетание тампонажных растворов, продавочных и других жидкостей в скважину в процессе цементирования и капитального ремонта скважин;

- аварийное глушение и задавку скважин при нефтегазопроявлениях в процессе бурения, капитального ремонта и эксплуатации скважин;

- опрессовку обсадных колонн, скважинного оборудования и трубопроводов высокого давления буровой установки;

- комплекс работ по промывке песчаных пробок и других операций при капитальном ремонте скважин;

- закачивание соответствующих жидкостей при интенсификации притока и освоении скважин;

- нагнетание жидкостей при пескоструйной перфорации, гидроразрыве пластов и других промывочно-продавочных работах.

4.5.27.2 Двухсекционный смесительный блок должен обеспечивать:

- прием цементного раствора от цементировочного агрегата, его перемешивание для осреднения его свойств одновременно в обеих емкостях блока;
- прием внешних жидких сред морского нефтегазопромыслового сооружения — от цементировочного агрегата, из емкостей воды затворения, из систем забортной и пресной технологической воды;
- прием сухого цемента от системы пневмотранспорта морской платформы непосредственно в гидравлические воронки, расположенные на каждой емкости блока;
- приготовление цементного раствора и других технологических жидкостей;
- обратную рециркуляцию цементного раствора в смесительные емкости (мерные баки) цементировочного агрегата;
- подачу цементного раствора либо технологической жидкости непосредственно в цементировочный агрегат;
- слив дренажа из емкостей и труб блока в систему сбора стоков морской платформы.

4.5.27.3 Необходимо, чтобы бункер постоянного потока цемента осуществлял устойчивое поступление сухого цемента в бункер, что обеспечивается с помощью входного клапана бункера. В бункере постоянного потока происходит отделение транспортирующего воздуха от порошкообразного материала (цемента), после чего цемент поступает в смесительную головку цементировочного агрегата для приготовления цементного раствора.

Бункер постоянного потока следует оборудовать датчиками веса для определения количества цемента в бункере.

4.5.27.4 Система введения жидких добавок должна обеспечивать автоматическое дозирование и ввод жидких химических добавок в систему приготовления цементного раствора. Кроме того, необходимо, чтобы система обеспечивала одновременно или последовательно введение не менее трех различных добавок.

Система введения жидких добавок включает в себя:

- насосный блок;
- измерительный блок;
- блок мерных емкостей;
- систему автоматического контроля и управления.

4.5.28 Кабина бурильщика предназначена для непосредственного управления технологическим процессом бурения скважин и является постом с постоянной вахтой на период бурения скважин.

4.5.29 В кабине бурильщика следует установить пульты и приборы, обеспечивающие контроль и управление техническими средствами бурового комплекса, в том числе и управление режимами работы следующего электроприводного оборудования:

- управление пуском и остановкой, регулирование и автоматическое поддержание заданной частоты оборотов силового верхнего привода и стола ротора;
- управление пуском и остановкой спуско-подъемного агрегата, регулирование и автоматическое поддержание заданной скорости перемещения колонны бурильных и обсадных труб, регулирование и автоматическое поддержание заданной нагрузки на буровой инструмент;
- управление остановкой буровых насосных агрегатов и регулирование их производительности;
- управление пуском и остановкой подпорных насосов;
- управление процессом расстановки свечей (при отсутствии специальной кабины управления системой манипулирования бурильными трубами);
- управление операциями свинчивания/развинчивания бурильной и обсадной колонны;
- аварийное отключение бурового оборудования при пожаре или расширении взрывоопасных зон в помещениях бурового комплекса.

4.5.30 На пульте в кабине бурильщика необходимо обеспечить представление следующей режимно-технологической информации:

- крутящий момент силового верхнего привода;
- крутящий момент бурового ротора;
- нагрузка на крюке;
- давление в трубопроводе нагнетания бурового раствора в скважину;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- уровень жидкости в доливной и приемных емкостях бурового раствора.

4.5.31 Буровую установку следует оснащать современной системой контроля параметров бурения, включающей в состав:

- серверное оборудование, обеспечивающее хранение и фиксацию всех команд управления и всех технологических параметров на срок не менее одного года;

- оборудование для видеорегистрации роторной площадки с формированием видеоархива на электронных носителях информации;

- мониторы в кабине бурильщика для визуализации необходимых технологических параметров.

Система контроля параметров бурения должна обеспечивать возможность поиска причин неисправностей и аварийных происшествий.

Необходимо, чтобы система контроля параметров бурения имела блокировку, запрещающую пуск бурового насоса при закрытой шаровой задвижке на силовом верхнем приводе.

4.5.32 Противовыбросовое оборудование, устанавливаемое на устье скважины, должно обеспечивать его герметизацию с целью предотвращения выброса при газо-, нефте- и водопроявлениях с находящейся в ней колонной труб или при ее отсутствии, при проворачивании, расхаживании колонны труб между замковыми и муфтовыми соединениями, протаскивание колонны бурильных труб с замковыми соединениями, а также позволять производить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт.

4.5.33 На этапе бурения под кондуктор отклонитель потока (дивертор) обеспечивает герметизацию устья на бурильной и обсадной колонне с одновременным отводом выходящего из скважины бурового раствора в систему очистки или на сброс (при возникновении угрозы внезапного выброса газа из поверхностного слоя). Управление дивертором следует осуществлять с двух пультов: основного и дистанционного.

Основной пульт управления дивертором размещают на буровой площадке, дистанционный пульт управления — в кабине бурильщика.

4.5.34 Система управления дивертором должна обеспечивать:

- управление шаровыми кранами, расположенными на растворопроводе, трубопроводах аварийного сброса и долива скважины;

- управление пакером дивертора;

- управление пакером компенсатора;

- управление замками дивертора.

Управление дивертором должно иметь внутреннюю блокировку, препятствующую полному закрытию пакера дивертора вокруг бурильного инструмента до полного открытия шарового крана на одной из линий аварийного сброса.

4.5.35 Кольцевой (универсальный) превентор должен обеспечивать расхаживание, проворачивание и протаскивание бурильных труб с замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при рабочем давлении после закрытия уплотнителя на любой части бурильной колонны, гладких УБТ, ведущей трубы, обсадных труб, НКТ или при отсутствии колонны труб. Универсальные превенторы не герметизируют затрубное пространство вокруг стабилизаторов, калибраторов, спиральных УБТ.

4.5.36 Необходимо, чтобы плашечный превентор при закрытых плашках обеспечивал возможность расхаживания бурильной колонны, спущенной в скважину, на длину секции бурильной трубы между ее замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при рабочем давлении после закрытия трубных плашек на цилиндрической части неподвижной трубы или глухих плашек при отсутствии колонн.

4.5.37 Превентор со срезающими плашками в обязательном порядке обеспечивает срезание наиболее прочной трубы, предполагаемой к спуску в скважину.

Плашки плашечного превентора должны обеспечивать возможность подвешивания бурильной колонны длиной, равной проектной глубине скважины с одновременной герметизацией устья.

Требования безопасности к противовыбросовому оборудованию — согласно ГОСТ 12.2.115—86 (подразделы 4.1 и 4.2).

4.6 Состав технологического оборудования для строительства морских скважин

4.6.1 Оборудование для очистки, хранения и приготовления бурового раствора обеспечивает выполнение операций с буровым раствором по его очистке, перекачке, хранению, приготовлению и химической обработке, а также сбор и транспортировку выбуренного шлама на борту морского нефтегазопромыслового сооружения.

4.6.2 В состав оборудования для очистки, хранения и приготовления бурового раствора входит как минимум следующее оборудование:

- вибросита;

- пескоотделители;

- илоотделители;
- центрифуги;
- дегазатор бурового раствора;
- подпорные и смесительные центробежные насосы низкого давления;
- винтовые насосы центрифуг;
- дозировочный насос для подачи химреагентов;
- механические перемешиватели бурового раствора;
- гидравлические перемешиватели бурового раствора;
- смесительные воронки;
- емкости приема, циркуляции, хранения бурового раствора;
- диспергаторы;
- сепаратор;
- буровые рукава;
- контейнеры для шлама.

4.6.3 Оборудование системы гидропривода бурового оборудования обеспечивает работоспособность бурового и технологического оборудования, оснащенного гидравлическим приводом.

4.6.4 В состав оборудования системы гидравлического управления гидроприводными механизмами бурового комплекса входят:

- гидравлическая насосная станция модульной конструкции с пусковой и защитной аппаратурой;
- блок охлаждения гидравлической насосной станции;
- локальная система управления гидравлической насосной станцией.

4.6.4.1 Гидравлическая насосная станция состоит из следующих основных элементов:

- электрогидравлических насосных агрегатов;
- гидробака;
- фильтров;
- охладителей рабочей жидкости;
- гидравлической аппаратуры;
- гидравлической арматуры;
- контрольно-измерительных приборов;
- локальной панели управления;
- общей рамы, на которой выполняется монтаж всех вышеуказанных элементов.

4.6.4.2 Блок охлаждения гидравлической насосной станции состоит из следующих элементов:

- радиаторов воздушного охлаждения рабочей жидкости;
- вентиляторов радиаторов воздушного охлаждения;
- электродвигателей привода вентиляторов;
- защитных кожухов вентиляторов;
- гидравлической арматуры;
- общей рамы, на которой выполняется монтаж всех вышеуказанных элементов.

4.6.5 Оборудование для приема, хранения и транспортировки сыпучих материалов должно обеспечивать выполнение как минимум следующих операций:

- прием сыпучих материалов;
- хранение сыпучих материалов;
- подачу сыпучих материалов к смесителям для приготовления бурового и цементного раствора;
- фильтрацию запыленного транспортирующего воздуха.

4.6.6 Оборудование для приема, хранения и транспортировки сыпучих материалов включает как минимум следующее:

- емкость для хранения сыпучих материалов, оборудованную системой аэрации;
- бункер-разгрузитель сыпучих материалов;
- циклонный уловитель пыли;
- фильтр для очистки запыленного воздуха.

Количество и вместимость бункеров для хранения сыпучих материалов должны быть такими, чтобы обеспечивалась бесперебойная работа буровой установки в период автономности.

4.6.7 Станции приема/выдачи жидких грузов и сыпучих материалов предназначены для механизации и автоматизации операций приема/выдачи сыпучих материалов и жидких грузов на морское нефтегазопромысловое сооружение с судов снабжения.

4.6.8 Прием/выдача жидких грузов и сыпучих материалов осуществляется через одну из двух станций, которые допускается размещать как на открытых, так и на закрытых площадках морского нефтегазопромыслового сооружения (с учетом необходимости подхода к ним судов обеспечения) с двух противоположных сторон платформы.

4.6.9 Каждую из двух станций необходимо оснащать попарно одинаковыми вьюшками со следующим оборудованием:

- приводом (электрическим, гидравлическим, пневматическим);
- редуктором;
- разрывными муфтами;
- устройством аварийного останова;
- отказобезопасным многодисковым автоматическим тормозом;
- барабаном для навивки гибких шлангов требуемой длины.

4.6.10 В состав гибких шлангов входят следующие компоненты:

- соединение (разрывная муфта), обеспечивающее возможность аварийного (быстрого) отсоединения шланга от судна снабжения в случае его неконтролируемого сноса;
- невозвратный, автоматически закрывающийся после расстыковки приемным устройством судна снабжения клапан;
- заглушка на конце шланга (для обеспечения герметизации);
- шарнирное соединение, предотвращающее скручивание шланга;
- подъемная скоба или другое приспособление для зацепления шланга краном и возможности передачи свободного конца шланга к судну снабжения.

Аварийное отсоединение гибких шлангов морской платформы от судна снабжения не должно приводить к утечке передаваемых жидких грузов и сыпучих материалов в морскую акваторию.

4.6.11 Система сжатого воздуха низкого давления для бурового комплекса обеспечивает подачу осушенного, очищенного от влаги и масла сжатого воздуха к потребителям бурового комплекса и системы пневмотранспорта сыпучих материалов, а также продувку оборудования, работу слесарного пневмоинструмента и пневмоприводной арматуры бурового комплекса.

4.6.12 В состав компрессорной станции системы сжатого воздуха низкого давления для бурового комплекса входят как минимум:

- два воздушных компрессора (один резервный);
- два осушителя сжатого воздуха (один резервный);
- воздухосборники для работы компрессорной станции и потребителей сжатого воздуха.

4.6.13 Система сжатого азота высокого давления для бурового комплекса должна как минимум обеспечивать подачу сжатого азота к следующим потребителям:

- первичное (разовое) заполнение азотом пневмокомпенсаторов буровых насосов;
- заполнение азотом пневмогидроаккумуляторов станции противовыбросового оборудования;
- восполнение исходного давления по причине его снижения в системе из-за приведения в действие оборудования или его недостаточной герметичности;
- закачку сжатого азота в межтрубное пространство скважины (для опрессовки устья скважин).

4.6.14 В состав системы сжатого азота высокого давления для бурового комплекса входят как минимум азотная станция высокого давления и блок баллонов высокого давления для сжатого азота.

5 Конструкция бурового и технологического оборудования для строительства морских скважин

5.1 Буровая вышка с талевой системой и навесным оборудованием

5.1.1 Буровая вышка должна отвечать следующим эксплуатационно-техническим требованиям:

- удовлетворять требованиям по условиям нагружения, указанным в ГОСТ Р ИСО 13626;
- быть башенного типа квадратной или прямоугольной формы в поперечном сечении, изготовленной из прокатного профиля открытого типа;
- иметь в составе металлоконструкции фундаменты и опоры, необходимые для размещения во внутривышечном пространстве навесного оборудования;
- высота вышки должна обеспечивать возможность манипулирования с бурильными свечами длиной от 24 до 29 м;

- иметь минимально возможную массу, обеспечивающую требуемую прочность и устойчивость конструкции;

- иметь конструкцию, обеспечивающую возможность транспортирования вышки морским и наземным транспортом, а также простоту монтажно-демонтажных работ.

5.1.2 Шкивы кронблока необходимо располагать так, чтобы обеспечивалось равномерное и плавное перемещение талевого блока. Положение шкива неподвижного конца талевого каната на кронблоке должно соответствовать компоновке талевой системы.

5.1.3 Балки кронблочной рамы должны быть рассчитаны на проектный вес на крюке буровой вышки с учетом веса талевой системы и обеспечивать в работе поддержку кронблока, системы натяжных шкивов подвижного и неподвижного концов талевого каната, направляющих силового верхнего привода, шкивов вспомогательных лебедок, блока для каротажного кабеля.

5.1.4 Под балками кронблочной рамы необходимо установить демпфер со страховочными устройствами, предотвращающими его падение. На кронблоке на видном месте указывают допускаемую грузоподъемность.

5.2 Подвышечное основание

5.2.1 Конструкция подвышечного основания должна обеспечивать размещение как минимум:

- буровой вышки;
- стола ротора на уровне буровой площадки;
- обогреваемого подсвечника;
- автоматизированного бурового ключа;
- кабины бурильщика;
- механизма крепления неподвижной ветви талевого каната;
- средств автоматизации, механизации и пультов управления.

5.2.2 Высота подвышечного основания должна быть достаточной для подачи превенторного оборудования под буровую площадку и установки его на устье скважины при его надводном расположении.

Конструкцию подвышечного основания рассчитывают с учетом следующих нагрузок:

- веса буровой вышки и размещенного на нем оборудования;
- максимальной расчетной статической нагрузки на крюке буровой вышки;
- максимальной расчетной статической нагрузки на подсвечник;
- максимальной расчетной статической нагрузки на ротор;
- максимальных расчетных комбинаций одновременно действующих нагрузок на подсвечник и ротор.

При работе в районах сейсмической активности подвышечное основание должно быть рассчитано на прочность и устойчивость с учетом сейсмичности района.

Подвышечное основание совместно с буровой вышкой плавучих буровых установок должно быть рассчитано на нагрузки, возникающие в условиях морского перехода.

5.2.3 Конструкция опор подвышечного основания обеспечивает его надежное крепление к опорной раме и возможность перемещения по ней (при бурении сетки скважин) с учетом всех возникающих нагрузок.

5.3 Система силового верхнего привода

5.3.1 Для обеспечения подачи бурового или цементного раствора в скважину в конструкции силового верхнего привода предусматривают отвод с удлинителем в виде S-образной трубы, снабженным быстроразъемным соединением.

5.3.2 Кинематическая схема трансмиссии системы силового верхнего привода и выбранные соотношения скоростей должны обеспечивать наиболее рациональное использование установленной мощности привода. В конструкции коробки передач предусматривают дистанционно-управляемый стопор ведущего вала.

5.3.3 В составе системы силового верхнего привода предусматривают тележку для перемещения силового верхнего привода по направляющим, установленным на буровой вышке. Тележка должна обеспечивать передачу реактивного крутящего момента на раму силового верхнего привода и сохранение соосности приводного вала силового верхнего привода и бурильной свечи при их перемещении по направляющим.

5.3.4 Конструкция силового верхнего привода и его трубопроводная обвязка должны исключать возможность образования застойных зон и предусматривать возможность полного удаления воздуха при его заполнении жидкостью.

Конструкция силового верхнего привода предусматривает компенсацию температурных деформаций оборудования и трубопроводов за счет использования компенсаторов, поворотов трубопроводов или иных приемов.

Конструкция силового верхнего привода предусматривает:

- быстрое подсоединение ведущего вала к бурильной колонне при проведении спускоподъемных операций;
- трубный зажим для проведения операций по отвороту/навороту на буровой инструмент;
- предохранение от повреждений резьбы замковых соединений при проведении спускоподъемных операций;
- оперативную замену сменных или отказавших деталей.

5.4 Комплекс механизмов для манипулирования бурильными и обсадными трубами на буровой площадке

5.4.1 Конструкция расстановщика свечей должна обеспечивать возможность перемещения кранового подъемника в зоне от оси скважины и по всей площади подсвечника.

5.4.2 Для обеспечения возможности захвата, подъема и перемещения верхнего конца бурильной свечи расстановщик необходимо оснащать захватным устройством. Все элементы, обеспечивающие заход и удержание свечи в подъемнике мостового крана, должны иметь страховку от выпадения.

5.4.3 Для обеспечения фиксации свечей бурильных труб, обеспечения их устойчивой позиции конструкция «пальцевого стола» должна иметь несколько рядов специальных пазов, в которые заводятся и закрепляются верхние концы свечей бурильных труб.

5.5 Автоматизированный буровой ключ

5.5.1 Конструкция автоматизированного бурового ключа обеспечивает автоматическое закручивание/раскручивание резьбовых соединений буровых или обсадных труб с обеспечением заданного усилия затяжки/раскрепления.

5.5.2 Для обеспечения устойчивости бурового ключа при работе, а также прямого и обратного передвижения ключа к устью скважины или к шурфу в конструкции автоматизированного бурового ключа предусматривают опору (пьедестал), обеспечивающую позиционирование вращающего рабочего органа ключа в любой точке заданной зоны охвата, а также его поворот вокруг опоры. В конструкции механизмов установки автоматизированного бурового ключа на ось скважины допускаются варианты.

5.6 Буровой ротор с автономным приводом

5.6.1 Для обеспечения удержания и вращения колонны бурильных и обсадных труб конструкция ротора включает:

- роторный стол с приводом и интегрированным тормозом;
- карданный вал с защитным кожухом;
- дисковую тормозную систему;
- два механических блокиратора вращения.

5.6.2 Конструкция стола ротора предусматривает устройства для стопорения ротора и фиксации вкладышей.

Конструкция бурового ротора должна допускать оперативную замену сменных или отказавших деталей.

5.7 Спуско-подъемный агрегат

5.7.1 Спуско-подъемный агрегат представляет собой конструктивно сформированный блок, оснащенный всем необходимым оборудованием, обеспечивающим выполнение полного объема спуско-подъемных операций с буровым инструментом с использованием средств дистанционного управления.

5.7.2 Оборудование спуско-подъемного агрегата и система его управления должны обеспечивать возможность проведения испытаний буровой вышки в соответствии с требованиями технической документации, поставляемой изготовителем буровой вышки.

5.7.3 Кинематическая схема буровой лебедки и выбранные соотношения скоростей должны обеспечивать наиболее рациональное использование установленной мощности привода.

5.7.4 Система торможения спуско-подъемного агрегата должна иметь не менее двух независимых систем управления: основную и резервную. Конструкция тормозов должна исключать возможность самопроизвольного торможения или растормаживания лебедки.

5.7.5 Необходимо, чтобы тормозной момент был достаточным для надежного удержания в неподвижном состоянии колонны труб наибольшей массы, соответствующей допускаемой грузоподъемности спуско-подъемного агрегата.

5.8 Талевый блок

5.8.1 Конструкция узлов талевого блока, воспринимающих основную нагрузку, — согласно ГОСТ 31844.

5.8.2 Талевый блок оснащают проушиной, соединяющей передние и боковые пластины на верхнем уровне и не препятствующей скольжению талевого каната. Грузоподъемность проушины устанавливается исходными требованиями заказчика и подтверждается расчетами.

5.8.3 На талевом блоке на видном месте указывают допускаемую грузоподъемность.

5.9 Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната

5.9.1 В конструкцию механизма крепления неподвижной ветви талевого каната входят следующие детали и узлы:

- станина с рычагом и осью, установленной в подшипниках;
- конический барабан, установленный на рычаге с помощью подшипника;
- зажимы для крепления талевого каната;
- датчик веса на крюке.

5.9.2 Диапазон измерений датчика веса должен соответствовать максимальной нагрузке на неподвижную ветвь каната.

5.10 Устройство для намотки и хранения талевого каната

5.10.1 Устройство оснащают реверсивным приводом, обеспечивающим вращение катушки с регулируемой скоростью при намотке/размотке талевого каната.

5.10.2 Управление приводом и регулирование скорости вращения катушки осуществляют вручную, с помощью рукоятки.

5.10.3 Устройство оснащают ручной тормозной системой, которая используется только для управления при свободной ручной намотке каната.

5.11 Приемный мост

5.11.1 Конструкция приемного моста должна предусматривать возможность регулировки высоты подачи трубы для обеспечения возможности автоматического захвата трубы элеватором силового верхнего привода (без применения ручной силы).

5.11.2 Приемный мост должен включать механизированное приспособление для перемещения трубы, лежащей на мосту, к центру скважины и обратно.

5.11.3 Конструкция приемного моста должна обеспечивать плавное (без рывков) начало его движения и остановку.

Конструкцию приемного моста необходимо оборудовать площадками, обеспечивающими доступ ко всем узлам и механизмам для их технического обслуживания.

5.12 Комплект оборудования бурового насосного агрегата

5.12.1 В состав бурового насосного агрегата входят установленные на общей раме следующие механизмы и узлы:

- гидравлический блок насоса с цилиндро-поршневой группой;
- приводной блок насоса с кривошипно-шатунным механизмом;
- приводы;
- приемный коллектор;
- нагнетательный коллектор с арматурой;
- компенсаторы всасывающей и нагнетательной линии;
- предохранительное устройство для сброса давления;
- система смазки;

- система охлаждения цилиндро-поршневой группы;
- таль ручная для обслуживания съемного оборудования.

5.12.2 Внутренние поверхности гидравлического блока, контактирующие с промывочной жидкостью, должны быть упрочнены и рассчитаны на работу с химически обработанным буровым раствором с высоким содержанием твердой фазы.

5.12.3 Конструкция бурового насосного агрегата должна обеспечивать стабильную работу механизмов насоса и возможность длительной эксплуатации при режимах работы с минимальным расходом.

5.13 Комплект оборудования цементировочного комплекса

5.13.1 Цементировочный агрегат

5.13.1.1 Цементировочный агрегат включает в себя как минимум следующее оборудование и узлы:
- два трехплунжерных насоса высокого давления с приводами;
- рециркуляционное устройство;
- измерительную емкость;
- резервуар приготовления;
- водоподающий и рециркуляционный насосы;
- выпускной манифольд высокого давления с арматурой;
- пульт управления;
- система контроля параметров цементирования.

5.13.1.2 Измерительная емкость должна состоять из двух отсеков, каждый отсек — соединяться со всасывающими трубопроводами нагнетательных насосов и центробежных насосов перемешивания. Каждый из отсеков должен иметь устройства контроля уровня, клапаны для слива и для очистки.

5.13.1.3 Резервуар приготовления (смесительная емкость) должен состоять из двух отсеков: отсека смешивания и отсека осреднения (рециркуляции).

5.13.2 Двухсекционный смесительный блок

5.13.2.1 Конструкция двухсекционного смесительного блока обеспечивает:
- прием цементного раствора от цементировочного агрегата, его перемешивание для осреднения его свойств одновременно в обеих емкостях блока;
- прием сухого цемента от системы пневмотранспорта морского нефтегазопромыслового сооружения в гидроворонки, расположенные на каждой емкости блока;
- приготовление цементного раствора и других технологических жидкостей;
- обратную рециркуляцию цементного раствора в смесительные емкости (мерные баки) цементировочного агрегата;
- подачу цементного раствора либо технологической жидкости непосредственно в цементировочный агрегат;
- слив дренажа из емкостей и труб смесительного блока.

5.13.2.2 Смесительный блок должен быть смонтирован на единой опорной раме и состоять из следующих элементов:
- двух смесительных емкостей;
- двух лопастных механических перемешивателей, установленных по одному на каждой емкости;
- двух смесительных гидроворонок, установленных по одной на каждой емкости;
- двух центробежных насосов;
- трубной обвязки низкого давления центробежных насосов и емкостей блока;
- площадки оператора.

5.13.3 Бункер постоянного потока цемента

5.13.3.1 В бункере постоянного потока происходит отделение транспортирующего воздуха от цемента.

5.13.3.2 Объем бункера постоянного потока цемента должен быть достаточным для возможности приготовления цементного раствора требуемой плотности.

5.13.3.3 Бункер постоянного потока оборудуют датчиками веса для определения количества цемента, поступившего в бункер.

5.13.4 Система введения жидких добавок

5.13.4.1 Конструкция системы должна обеспечивать введение одновременно или последовательно не менее трех различных добавок.

Насосный блок включает в свой состав не менее трех дозировочных насосов диафрагменного типа.

5.13.4.2 Для обеспечения замера объема жидких добавок и их добавления в раствор из мерных емкостей в измерительные емкости цементировочного агрегата необходимо предусмотреть компьютерную систему ввода жидких добавок. Компьютерная система ввода жидких добавок должна содержать модуль управления дозатором и не менее трех расходомеров, регулирующих объем жидких добавок.

5.13.4.3 Блок мерных емкостей должен состоять из трех отсеков с общим объемом не менее 0,10 $м^3$ и устанавливаться над измерительной емкостью цементировочного агрегата.

5.14 Кабина бурильщика

5.14.1 Кабину бурильщика необходимо изготавливать в виде отдельно устанавливаемого модуля.

5.14.2 В кабине бурильщика устанавливают пульты и приборы, обеспечивающие контроль и управление техническими средствами бурового комплекса, в том числе и управление режимами работы электроприводного оборудования.

5.14.3 В кабине бурильщика устанавливают стационарные рабочие места бурильщика и его помощника (кресла).

5.14.4 Конструкция кабины бурильщика должна обеспечивать обзор буровой площадки бурильщику и помощнику бурильщика из положения «сидя».

5.14.5 Кабина бурильщика должна иметь боковые и верхние окна. Верхние окна необходимо защищать металлическими решетками из стальной трубы.

Остекление кабины должно исключать запотевание и замерзание стекол при низких температурах окружающего воздуха. Внешнее стекло усиливают пленкой.

Окна защищают откидывающимися металлическими рамами и сеткой. Окна, выходящие на буровую площадку, защищают решетками, исключающими разбивание стекла при разрыве канатов от ручных подвесных ключей.

5.14.6 В кабине бурильщика устанавливают дверь, открывающуюся внутрь кабины.

5.14.7 Конструкция кабины бурильщика должна обеспечивать снижение уровней возможного шума от пола буровой как минимум на 35 дБ.

5.14.8 В кабине бурильщика необходимо предусмотреть фальшпол (настил) для прокладки под ним коммуникаций.

5.14.9 Кабину бурильщика оборудуют системой кондиционирования.

5.15 Противовыбросовое оборудование

5.15.1 Комплекс противовыбросового оборудования включает как минимум:

- отклонитель потока (дивертор);
- превенторный блок (надводный или подводный);
- блок дросселирования и глушения с двумя гидравлическими и одним ручным дросселем, отбойной камерой, одной байпасной линией и пультом управления;
- сепаратор;
- станцию управления гидроприводными механизмами и арматурой;
- баллоны пневмогидроаккумуляторов.

5.15.2 Состав надводного и подводного превенторного блока — согласно ГОСТ Р ИСО 13533.

5.15.3 В конструкции кольцевого превентора должны быть предусмотрены:

- устройства, предотвращающие отвинчивание крышки при проворачивании скважинного инструмента;
- возможность определения величины износа уплотнителя измерением хода плунжера.

Конструкция превенторного оборудования должна соответствовать ГОСТ 12.2.115—86 (подраздел 4.3).

5.16 Оборудование для очистки, хранения и приготовления бурового раствора

5.16.1 Для хранения, приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора в составе комплекса оборудования предусматривают емкости, соединенные трубопроводами и оборудованные датчиками контроля уровня и системой размыва осадка.

5.16.2 В емкостях устанавливают механические и гидравлические перемешиватели, смесительные головки.

5.16.3 В состав емкостей хранения бурового раствора необходимо включить мерную доливную емкость, связанную с системой контролируемого долива скважины. Доливная емкость должна иметь объем не менее 8 $м^3$ и быть оборудована датчиком контроля уровня и средствами перекачки бурового раствора.

5.17 Оборудование системы гидравлического управления гидроприводными механизмами

5.17.1 Конструкция гидравлической насосной станции должна обеспечивать постоянный уровень давления в напорном контуре.

Производительность гидравлической насосной станции должна быть достаточной для обеспечения оптимальной работы гидроприводных механизмов бурового комплекса и автоматически регулироваться электрогидравлическим блоком управления в зависимости от количества и расхода потребителей в конкретный момент работы.

5.17.2 Все блоки, агрегаты, узлы и детали, входящие в состав гидравлической насосной станции и блока охлаждения гидростанции, должны иметь рациональную компоновку, обеспечивающую удобство монтажа, эксплуатации, проведения осмотров, ремонта и замены изношенных деталей.

5.18 Оборудование для приема, хранения и транспортирования сыпучих материалов

5.18.1 Конструкция емкостей для приема, хранения и транспортирования сыпучих материалов должна обеспечивать хранение и непрерывную подачу сыпучих материалов в систему транспортирования сыпучих материалов.

5.18.2 В верхней части емкостей предусматривают патрубки для подключения датчиков уровня и манометров.

5.18.3 В нижней части емкостей, для удобства подсоединения к магистральным трубопроводам, необходимо смонтировать разгрузочный и загрузочный коллекторы, а также коллектор выхода воздуха (вентиляция).

5.18.4 Для предотвращения слеживаемости сыпучих материалов в нижней части емкостей устанавливают пневмовибраторы.

5.18.5 В нижней части емкостей предусматривают люк-лаз со скоб-трапом для возможности внутреннего обслуживания емкостей. Люк-лаз должен иметь подъемно-поворотное или другое устройство для его открывания и закрывания.

5.18.6 Опоры емкостей, а также конструкция их опорного основания должны иметь узлы для крепления устройства, используемого для проверки работоспособности датчиков веса системы весоизмерения емкостей.

5.18.7 В конструкции оборудования пневмотранспорта сыпучих материалов предусматривают площадки обслуживания, предохранительные и оградительные устройства, необходимые для безопасной эксплуатации, и меры по исключению возможного воздействия токсических веществ на обслуживающий персонал.

5.19 Станции приема/выдачи жидких грузов и сыпучих материалов

5.19.1 Оборудование станций приема/выдачи жидких и сыпучих грузов должно располагаться на противоположных бортах морского нефтегазопромыслового сооружения в зоне расположения причальных площадок судов снабжения.

5.19.2 Гибкие шланги необходимо изготавливать специально для их эксплуатации в морских условиях.

Конструкция шланга должна обладать соответствующими прочностными характеристиками с учетом возникающих осевых нагрузок и способностью восстановления рабочих параметров после сдавливания и скручивания, а также обеспечивать прием/выдачу жидких сред с заданной интенсивностью и с учетом возвышения станции над судном снабжения.

6 Технические характеристики бурового и технологического оборудования для строительства морских скважин

6.1 Технические характеристики буровых вышек

Технические характеристики буровых вышек, устанавливаемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях, указаны в таблице 1; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

Таблица 1 — Технические характеристики буровых вышек, устанавливаемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях

Наименование параметра	Значение параметра при несущей способности буровой вышки, кН (рекомендуемое)				
	4500	5800	6900	8500	10 000
Статическая нагрузка на крюке при схеме запасовки талевого каната 6 × 7, кН	4000	5000	6300	7500	9000
Размер нижней базы, м	10 × 10 (10 × 12*)	10 × 10 (10 × 12*)	12 × 12 (12 × 14*)	12 × 12 (12 × 14*)	12 × 12 (12 × 14*)
Высота вышки от низа опор до низа кронблочной площадки, м, не менее	45	48	52	52	52
* Указан размер нижней базы для конструкции вышки с наклонной передней гранью.					

6.2 Технические характеристики подвышечных оснований

Подвышечные основания должны быть рассчитаны на прочность с учетом массы, установленного на нем оборудования, а также статических и динамических расчетных нагрузок, действующих на буровую вышку.

6.3 Технические характеристики систем силового верхнего привода

Технические характеристики систем силового верхнего привода, устанавливаемых на морских платформах, указаны в таблице 2; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

Таблица 2 — Технические характеристики систем силового верхнего привода

Наименование параметра	Значение параметра (рекомендуемое) при грузоподъемности системы силового верхнего привода*, кН				
	4000	5000	6300	7500	9000
Нагрузка при бурении, кН	3500	4500	5000	6300	7500
Нагрузка при спуско-подъемных операциях, кН	4000	5000	6300	7500	9000
Мощность электропривода, кВт, не более	800	850	1000	1200	**
Внутренний (проходной) диаметр ствола вертлюга, мм	100	100	100	100	100
Давление подачи бурового раствора, МПа, не менее	35,0	35,0	50,0	50,0	**
Длительнодействующий крутящий момент вращения бурильной колонны, кН·м (при низшей передаче)	69,0	69,0	72,0	72,0	**
Длительнодействующий крутящий момент вращения бурильной колонны, кН·м (при высшей передаче)	44,0	44,0	44,0	44,0	**
Кратковременный крутящий момент вращения бурильной колонны, кН·м	92,0	92,0	92,0	92,0	**
Диапазон регулирования частоты вращения, %	От 0 до 100	От 0 до 100	От 0 до 100	От 0 до 100	От 0 до 100
* Грузоподъемность силового верхнего привода должна соответствовать грузоподъемности буровой установки и спуско-подъемного агрегата (буровой лебедки). ** Значение устанавливается исходными требованиями заказчика и подтверждается расчетами.					

6.4 Технические характеристики комплекса механизмов для манипулирования бурильными трубами на буровой площадке

Основные технические характеристики комплекса механизмов для манипулирования бурильными трубами должны соответствовать следующим положениям:

- максимальная грузоподъемность, кН 100;
- минимальный диаметр перемещаемых труб, мм 88,9;
- максимальный диаметр перемещаемых труб, мм .....178.

6.5 Технические характеристики автоматизированных буровых ключей

Основные технические характеристики автоматизированных буровых ключей должны соответствовать следующим положениям:

- диапазон диаметров свинчиваемых/развинчиваемых бурильных труб и УБТ, мм ..... от 88,9 до 178;
- частота вращения, об/мин ..... от 0 до 100;
- момент свинчивания, Н·м ..... от 10 000 до 140 000;
- момент развинчивания, Н·м, не менее ..... 200 000.

6.6 Технические характеристики буровых роторов

Рекомендуемые технические характеристики буровых роторов, устанавливаемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях, указаны в таблице 3; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

Таблица 3 — Технические характеристики буровых роторов

Наименование параметра	Обозначение типоразмера ротора				
	Р560	Р700	Р950	Р1260	Р1540
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	700	950	1260	1540
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	4000	5000	6300	7500	9000
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м, не более	50	80	120	180	*
Частота вращения ротора, $мин^{-1}$, не более	250			200	
Передаточное число от приводного вала до стола ротора	От 3 до 4				
* Значение устанавливается исходными требованиями заказчика и подтверждается расчетами.					

6.7 Технические характеристики спуско-подъемных агрегатов

Технические характеристики спуско-подъемных агрегатов, устанавливаемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях, указаны в таблице 4; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

Таблица 4 — Технические параметры спуско-подъемных агрегатов

Наименование параметра	Значение параметра при нагрузке на крюке, кН (рекомендуемое)				
	4000	5000	6300	7500	9000
Условная глубина бурения, м	6500	8000	10 000	12 000	15 000
Максимальное натяжение ходового конца талевого каната, кН	350	450	550	650	750
Мощность на входном валу, кВт, не более	1500	2200	3000	4000	4000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	От 0,1 до 0,25				
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с	От 1,3 до 2,0				

6.8 Технические характеристики талевых блоков

6.8.1 Рекомендуемые технические характеристики талевых блоков, применяемых на морских платформах, указаны в таблице 5.

Таблица 5 — Технические характеристики талевых блоков

Наименование параметра	Значение параметра при грузоподъемности, кН				
	4000	5000	6300	7500	9000
Количество шкивов, шт.	6	6	7	8	8
Диаметр шкива, мм	1524			1727	
Профиль желоба шкива под канат диаметром, мм	35	35	38	41*	
* Допускается изменение параметра, вызванное требованиями заказчика.					

6.8.2 На корпусе талевого блока необходимо указывать допускаемую грузоподъемность.

6.9 Технические характеристики механизмов крепления неподвижной ветви талевого каната

Технические характеристики механизмов крепления неподвижной ветви талевого каната, применяемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях, указаны в таблице 6; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

Таблица 6 — Технические характеристики механизмов крепления неподвижной ветви талевого каната

Наименование параметра	Значение параметра при нагрузке на крюке, кН (рекомендуемое)				
	4000	5000	6300	7500	9000
Максимальная нагрузка на неподвижную ветвь каната, кН	350	450	550	650	750
Диаметр талевого каната, мм	35	35	38	41*	
* Допускается изменение параметра, вызванное требованиями заказчика.					

6.10 Технические характеристики устройства для намотки и хранения талевого каната

6.10.1 Канатоемкость устройства для намотки и хранения талевого каната должна быть не менее 2000 м.

6.10.2 Устройство для намотки талевого каната необходимо оснащать съемными корпусами опорных подшипников и съемным валом для быстрой смены катушки с талевым канатом.

6.11 Технические характеристики приемного моста

6.11.1 Длина приемного моста должна быть не менее 14 м, ширина — не менее 2 м.

6.11.2 Грузоподъемность приемного моста должна соответствовать максимальной массе перемещаемых труб и сменного оборудования.

Транспортировочные характеристики приемного моста обеспечивают подачу на буровую площадку:

- бурильных труб с наружным диаметром от 88,9 до 178 мм;
- УБТ с наружным диаметром до 355 мм;
- обсадных труб с наружным диаметром до 762 мм включительно.

6.12 Технические характеристики буровых насосных агрегатов

Рекомендуемые технические характеристики буровых насосных агрегатов, устанавливаемых на морских нефтегазопромысловых сооружениях, указаны в таблице 7; в обоснованных случаях допускаются отклонения от заданных параметров, подтвержденные расчетами.

6.13 Технические характеристики цементировочных агрегатов

6.13.1 Оборудование цементировочного агрегата со смесительным оборудованием должно иметь техническое оснащение и характеристики, обеспечивающие возможность работы с цементным раствором, буферной жидкостью, дизельным топливом, нефтью и другими агрессивными средами.

Таблица 7 — Технические характеристики буровых насосных агрегатов

Наименование параметра	Значение параметра при условной глубине бурения, м				
	6500	8000	10 000	12 000	15 000
Мощность насоса, кВт	1180	1500	1650	1900	1900
Идеальная (наибольшая) подача насоса, л/с, не менее	60	70	70	80	*
Наибольшее давление насоса, МПа, не менее	35	50			*
* Значение устанавливается исходными требованиями заказчика и подтверждается расчетами.					

6.13.2 Для создания насосами цементировочного агрегата высокого давления при пониженном расходе и повышенного расхода при пониженном давлении один из насосов необходимо оснащать плунжерами малого диаметра, а второй — плунжерами большого диаметра (для получения максимальной подачи). При этом насосы должны быть взаимозаменяемыми и обеспечивать возможность работы с комплектом сменных плунжеров на давление 40, 70 и 100 МПа.

6.13.3 Основные технические характеристики цементировочного насоса:

- наибольшее давление нагнетания, МПа 100;
- наибольшая подача при давлении 100 МПа, л/с, не менее 15;
- максимальная подача при давлении 40 МПа, л/с, не менее..... 50.

Система приготовления и рециркуляционное устройство, устанавливаемое в составе цементировочного агрегата, должны обеспечивать приготовление цементного раствора с плотностью в диапазоне от 1300 до 2600 кг/м^3.

6.14 Технические характеристики противовыбросового оборудования

6.14.1 Рабочее давление противовыбросового оборудования должно превышать ожидаемое давление на устье при закрытии во время фонтанирования не менее чем на 15 %.

6.14.2 Проходной диаметр отклонителя потока (дивертора) должен быть совместим с проходным диаметром стола ротора.

6.14.3 Основные технические характеристики превенторов — согласно ГОСТ 13862—90 (раздел 2), а также параметрам, указанным в таблице 8.

6.14.4 Полное время срабатывания превентора с момента подачи сигнала до его полного закрытия в соответствии с [1] должно составлять:

- для надводных плашечных превенторов — не более 30 с;
- надводных кольцевых (универсальных) превенторов — не более 45 с;
- всех подводных превенторов — не более 45 с.

Таблица 8 — Основные технические характеристики превенторов

Условный проход, мм	Рабочее давление $P_р$, МПа	Диаметр прохода, мм	Нагрузка на плашки, кН, не менее		Диаметр труб, уплотняемых плашками, мм
			от давления скважины	от веса колонны	
180	21	180	160	560	От 26,4 до 139,7
	35		280	900	
	70		560	1600	
	105		850	1800	
230	21	230	280	710	От 60,3 до 177,8
	35		450	1100	
280	21	280	320	900	От 60,3 до 219,1
	35		560	1600	
	70		1100	2500	
	105		1600	2800	

Окончание таблицы 8

Условный проход, мм	Рабочее давление $P_р$, МПа	Диаметр прохода, мм	Нагрузка на плашки, кН, не менее		Диаметр труб, уплотняемых плашками, мм
			от давления скважины	от веса колонны	
350	21	346	320	900	От 60,3 до 273,0
	35		560	1600	
	70		1100	2500	
	105		1600	2800	
425	14	425	220	560	От 60,3 до 339,7
	21		320	900	
	35		560		
	70		1100	2500	
540	14	540	220	560	От 60,3 до 406,4
	21	527	320	900	
	35	540	560	1600	
	70	540	1100	2500	
680	14	680	220	560	От 60,3 до 508,0
	21		320	900	

6.14.5 При потере электроснабжения запас давления и объем гидропневмоаккумуляторов должен обеспечивать двойной полный цикл работы превенторов (закрыть — открыть — закрыть — открыть).

6.14.6 Для оборудования, контактирующего с флюидом скважины, предусматривают стандартную адаптацию внутренних поверхностей к воздействию H_2S, указанных в таблице 9.

Таблица 9 — Обозначение коррозионно-стойкого исполнения внутренних поверхностей противовыбросового оборудования к воздействию сероводорода

Обозначение исполнения	Параметры скважинной среды
К1	Среда с объемным содержанием CO_2 до 6 %
К2	Среда с объемным содержанием CO_2 и H_2S до 6 %
К3	Среда с объемным содержанием CO_2 и H_2S до 25 %

6.15 Технические параметры оборудования для очистки, хранения и приготовления бурового раствора

6.15.1 Оборудование очистки должно обеспечивать очистку бурового раствора и удаление твердых частиц выбуренной породы и шлама за один цикл циркуляции. Производительность системы по очистке бурового раствора должна соответствовать производительности буровых насосов и объему шлама, образующемуся при бурении верхних интервалов скважины при бурении с максимальной скоростью.

6.15.2 Вибросита способны работать в двух режимах:

- эффективный режим — линейное движение с ускорением не менее 61,78 м/с^2 (6,3 g);
- объемный режим — сбалансированное эллиптическое движение с ускорением не менее 70,6 м/с^2 (7,2 g).

6.15.3 Каждое вибросито оборудуют механизмом для быстрой и удобной замены сеточных панелей без помощи какого-либо инструмента.

6.15.4 Оборудование для очистки, хранения и приготовления бурового раствора должно удовлетворять следующим требованиям:

- соответствовать правилам безопасности и требованиям охраны окружающей среды;
- быть простым в обслуживании, иметь минимум узлов смазки и типов смазочных материалов;
- быть компактным для сокращения занимаемых площадей.

6.16 Технические параметры оборудования для приема, хранения и транспортировки сыпучих материалов

6.16.1 Оборудование системы пневмотранспорта сыпучих материалов должно быть герметичным, обеспечивать механизацию и автоматизацию операций приема и перемещения сыпучих материалов на морской платформе, а также обеспечивать хранение сыпучих материалов на платформе в емкостях хранения без потери этими материалами своих свойств.

6.16.2 Конструкция оборудования системы пневмотранспорта сыпучих материалов должна быть технологичной, надежной в течение предусмотренного технической документацией срока службы, обеспечивать безопасность при изготовлении, монтаже и эксплуатации, предусматривать возможность осмотра и ремонта.

6.16.3 Производительность системы пневмотранспорта, не менее:

- по цементу, кг/мин (т/ч) ……..……..2500 (150);
- по утяжелителю бурового раствора, кг/мин (т/ч) ……400 (25).

6.17 Технические параметры оборудования системы сжатого воздуха низкого давления для бурового комплекса

6.17.1 Параметры оборудования системы сжатого воздуха низкого давления для бурового комплекса обеспечивают хранение и подачу к потребителям сжатого воздуха соответствующего давления в требуемом объеме.

6.17.2 Параметры оборудования системы сжатого воздуха должны обеспечивать выполнение ею функций, указанных в 4.6.11.

6.17.3 Запас воздуха в воздухосборниках должен обеспечивать безаварийную остановку бурового и технологического оборудования при отключении электропитания, а также работу контрольно-измерительных приборов и средств автоматики в течение одного часа в соответствии с [1].

6.18 Технические параметры оборудования системы сжатого азота

Параметры оборудования системы сжатого азота должны обеспечивать выполнение ею функций, указанных в 4.6.13.

Библиография

[1] Нормативный документ Российского морского регистра судоходства НД № 2-090601-005 Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ

[2] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 534)

УДК 622.276.04:006.354

ОКС 75.020
75.180.10
75.180.20

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, буровое и технологическое оборудование, бурение морских скважин, основные требования

Редактор *М.В. Митрофанова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 16.06.2023. Подписано в печать 22.06.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,95.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru