

Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»
ООО «ВНИИТнефтетрубы»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель Генерального директора -
Главный инженер ПАО «ТМК»



А.А. Клачков
« 2 » ИЮНЯ 2015г.

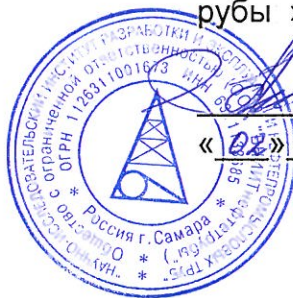


УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
Научно-исследовательского института
разработки и эксплуатации нефтепро-
мысловых труб (ООО «ВНИИТнефтет-
рубы »)



Ю.Н.Антипов
« 28 » ИЮНЯ 2015г.



ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Начальник ЦНИО
Научно-исследовательского института
разработки и эксплуатации нефтепро-
мысловых труб (ООО «ВНИИТнефтет-
рубы»)



С.В. Фролов
« 18 » ИЮНЯ 2015г.

Самара, 2015г.

Содержание

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ	5
3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА	5
3.1 Маркировка труб	5
3.2 Упаковка труб	5
4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	5
4.1 Транспортирование труб	5
4.2 Хранение труб	6
5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ	7
5.1 Формирование компоновок бурильных колонн	7
5.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации	9
5.3 Рекомендации по выбору смазок	10
5.4 Учет работы и движения парка труб	12
5.5 Проведение спускоподъемных операций с бурильными трубами	12
5.6 Эксплуатация бурильных труб	14
5.7 Классификация труб по параметрам их физического износа	15
5.8 Контроль работы бурильных труб при эксплуатации	17
6 ВИДЫ АВАРИЙ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ	18
7 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТРУБНЫХ КОЛОНН	19
8 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	19
9 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	20
Приложение А Размерный ряд и технические характеристики бурильных труб	21
Приложение Б Перечень документов, использованных при составлении Руководства	30
Приложение В Области применения стальных бурильных труб	31

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту бурильных труб, выпускаемых по ГОСТ Р 50278, ГОСТ Р54383, стандарту API Spec 5DP и техническим условиям (ТУ), действующим в ОАО «Трубная металлургическая компания» («ТМК»).

Все бурильные трубы могут быть использованы для строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин с учетом рекомендаций, приведенных в данном руководстве.

Руководство не отменяет и не противоречит действующим руководящим документам согласно Приложения В, а дополняет и конкретизирует особенности эксплуатации бурильных труб, выпускаемых ОАО «ТМК». Руководство отменяет действующий документ «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации», выпущенный ЗАО «ВНИИТнефть» 2010г.

Руководство содержит все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса.

Приведенные данные по нормативной базе на трубы носят характер общей информации. За детальной информацией следует обращаться к действующей технической документации на конкретные трубы.

При выполнении всех требований данного руководства ОАО «ТМК» гарантирует надежность и качество применяемых труб.

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем руководстве применяют следующие термины с соответствующими определениями:

Продукция – бурильные трубы.

Бурильные трубы (БТ) – трубы, к которым крепятся бурильные замки методом сварки трением.

Замковое соединение – соединительный элемент для сборки бурильных труб в колонну. Ниппельная часть крепится к одному концу бурильной трубы, а раструбная (муфтовая) часть – к другому концу. Замковые соединения в данном случае приварены к бурильной трубе.

Муфта бурильного замка – деталь бурильного замка с внутренней резьбой.

Ниппель бурильного замка – деталь бурильного замка с наружной резьбой.

Колонна бурильных труб – последовательно свинченные бурильные трубы.

Поставщик – фирма, компания, организация, подтверждающая и несущая ответственность за соответствие поставляемой продукции всем данным сертификата и требованиям технических условий, ГОСТов и другой технической документации.

Потребитель – фирма, компания, организация, приобретающая или эксплуатирующая продукцию.

Типоразмер трубы – характеристика трубы, включающая ее назначение, вид трубы, тип высадки, наружный диаметр тела трубы, толщину стенки, длину, вид заплечика под элеватор, группу прочности или марку стали.

Комплект бурильных труб – набор бурильных труб одного типоразмера, одного времени формирования, объединенный единым паспортом, составляемым эксплуатирующей организацией.

Приёмка – процесс измерения, осмотра, испытания, проверки или иного сравнения продукции с применяемыми требованиями.

Нормативные документы на изготовление и поставку трубной продукции – стандарты, технические условия, технические приложения к договорам (контрактам) на изготовление и поставку труб.

Визуальный контроль – органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.

Измерительный контроль – контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

Физический износ труб – изменение геометрических параметров и прочностных (эксплуатационных) характеристик труб в процессе их эксплуатации.

Полный физический износ – изменение геометрических параметров и эксплуатационных (прочностных) характеристик труб в процессе их эксплуатации, которые не позволяют продолжать их использование по прямому назначению.

Дефект – несовершенство достаточной величины, служащее основанием для отбраковки изделия на основе критериев, установленных нормативным документом.

Партия – определённое количество продукции, изготовленное в условиях, считающихся одинаковыми по контролируемому показателю.

Объем партии – количество единиц изделий в партии.

Изготовитель бурильной трубы – предприятие, отвечающее за соответствие труб всем требованиям нормативных документов, товарный знак которого нанесен на изделие.

Типичное место промыва СБТ – Наиболее распространенным местом образования промывов, в следствие размыва полученных из-за комбинированных нагрузок усталостных трещин, является область около внутренней высадки в месте приварки замка к трубе.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1 Сортамент бурильных труб, выпускаемых заводами компании ТМК, представлен в Каталогах ПАО ТМК.

2.2 Механические свойства, химический состав, а также другие технические характеристики труб и замков описаны в НД согласно спецификации заказа.

3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА

3.1 Маркировка труб

3.1.1 Маркировка трубной продукции производится с целью приведения на каждом изделии данных, необходимых потребителю.

3.1.2 Требования к маркировке и содержание маркировки должно соответствовать требованиям нормативной документации на трубы.

3.2 Упаковка труб

3.2.1 Резьба, уплотнительные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными резьбовыми предохранителями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и других материалов резьбовых предохранителей, обеспечивающих защиту резьбы от повреждения.

3.2.2 Торцы всех труб должны быть закрыты резьбовыми предохранителями, которые по требованию потребителя могут выполняться либо открытыми, либо глухими. В последнем случае во внутреннюю полость для предохранения от коррозии может помещаться влагопоглотитель (по требованию Заказчика), например, силикагель.

3.2.3 Конструкция резьбовых предохранителей должна обеспечивать защиту резьбы, упорных торцов и уступов ниппелей и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы.

3.2.4 При навинчивании предохранителей резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты антикоррозионной смазкой.

3.2.5 Трубы поставляют в пакетах, прочно увязанных не менее, чем в трех местах.

При увязке труб в пакеты муфты на трубах должны быть ориентированы в одну сторону. В одном пакете должны быть трубы только одной партии.

Масса пакета труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – не более 3 т.

3.2.6 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность труб от возможных повреждений.

4. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

4.1 Транспортирование труб

4.1.1 Транспортирование труб должно проводиться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным или водным транспортом в соответствии с Правилами перевозок грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

4.1.2 На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены прокладки. Пакеты труб должны иметь транспортные хомуты.

4.1.3 При транспортировании труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх труб проволокой.

4.1.4 При транспортировке на грузовых машинах необходимо предпринять следующие меры предосторожности:

- необходимо грузить трубы на брусы и привязывать их с помощью подходящей цепи к брусам;

- необходимо грузить трубы так, чтобы муфты были на одном конце транспорта.

4.1.5 При использовании трубопроводов необходимо принять меры по исключению прогиба труб. Концы труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

4.1.6 При погрузке не допускаются удары труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

4.1.7 Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ транспортировать трубы волоком или сбрасывать на землю.

4.1.8 Перед разгрузкой необходимо удостовериться, что предохранительные детали резьбовых соединений прочно установлены.

4.1.9 При погрузке, выгрузке и укладке труб в штабели необходимо применять грузоподъемные механизмы или безопасные трубные накаты (скаты). Не сваливать трубы при разгрузке. Для длинных труб рекомендуется использование растяжек с петлями на конце. При ручной разгрузке использовать канатные стропы. Скатывая трубы по направляющим, следить, чтобы они двигались параллельно штабелю, и не допускать ускорения движения или ударов концов труб, т.к. может быть повреждена резьба даже с предохранительными деталями.

4.1.10 Особое внимание необходимо уделять ведению погрузо-разгрузочных работ с трубами, предназначенными для работы в кислых средах, или из коррозионно-стойкого сплава, не допуская их ударов друг о друга или другие предметы. Так как удары о рядом лежащую трубу или иные предметы могут вызвать локальное упрочнение трубы до такой степени, что труба станет восприимчивой к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде.

4.2 Хранение труб

4.2.1 Все бурильные трубы должны храниться уложенными на стеллажах.

4.2.2 Отдельно на стеллажах должны складироваться:

а) новые трубы, поступившие от заводов-изготовителей;

б) трубы, рассортированные по видам ремонта;

в) отремонтированные трубы;

г) забракованные трубы, не подлежащие ремонту;

д) трубы, собранные в комплекты и подготовленные для отправки предприятия.

4.2.3 На каждом стеллаже укладываются трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, класс и направление резьбы.

4.2.4 Требования, предъявляемые к стеллажам и укладке труб на них, следующие:

а) рабочая (опорная) поверхность стеллажа должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб, конструкция стеллажа должна обеспечивать касание трубы с опорной поверхностью стеллажа не менее чем в трех точках, с целью исключения самопроизвольного скатывания труб, каждый стеллаж должен быть оборудован вертикальными стойками;

б) рабочая (опорная) поверхность стеллажей должна располагаться на высоте не менее 350 мм от поверхности земли;

в) высота штабеля труб на стеллаже не должна превышать 3000мм;

г) при укладке труб в несколько рядов между рядами должно быть проложено не менее трех деревянных прокладок, высота которых должна быть такой, чтобы замковые детали не касались друг друга.

Прокладки между рядами труб располагать в одной плоскости.

4.2.5 Каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой, в которой указываются основные технические характеристики, размещенных на нем труб.

4.2.6 Резьба труб, находящихся на хранении, должна быть смазана консервационной смазкой либо резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами и защищена от повреждений предохранителями резьбы.

При хранении труб с нанесенной резьбовой смазкой более 6 месяцев (если иного не указано в сертификатах качества), резьба ниппельного конца труб и резьба муфт под предохранителями резьбы, по истечении данного срока подлежит пере-консервации.

Переконсервация производится по следующей схеме:

- отвинчивание предохранителя резьбы;
- удаление консервационной или резьбовой смазки растворителем;
- осмотр и оценка резьбы на соответствие НД;
- нанесение свежей консервационной или резьбовой смазки, обладающей консервационными свойствами, при соответствии резьбы НД;
- навинчивание предохранителей резьбы.

4.2.7 Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию труб.

4.2.8 Допускается хранение труб на открытом воздухе.

5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

5.1 Формирование компоновок бурильных колонн

5.1.1 Основными документами, регламентирующими количественный и качественный состав компоновок бурильных колонн являются рабочие проекты, разработанные, согласованные и утвержденные в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, другими нормативными правовыми актами, регламентирующими порядок проектирования.

5.1.2 При подборе проектных компоновок бурильных колонн рекомендуется провести предварительную экспертизу соответствия рекомендованных проектом труб, условиям их последующего практического применения.

5.1.3 При проведении экспертной оценки проектных компоновок бурильных колонн и расчета компоновок (подвесок) технологических колонн необходимо учитывать следующее:

- расчет бурильных колонн на прочность проводится в зависимости от типа, глубины, способа бурения или капитального ремонта скважин и состояния ствола скважины на все ожидаемые виды деформаций в соответствии с РД по расчету бурильных колонн и требованиями, установленными Ростехнадзором РФ;
- запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгибающей нагрузки должны быть для роторного бурения не менее 1,5, для турбинного бурения – 1,4;
- запас прочности бурильной колонны (по пределу текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15 в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности

5.1.4 При выборе и расчете на прочность компоновок бурильных колонн для строительства горизонтальных скважин необходимо исходить из следующих положений, в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

- в горизонтальном участке ствола скважины должны находиться бурильные трубы максимально возможного диаметра с минимальной толщиной стенки;
- в интервале искривления и выше должны быть установлены толстостенные бурильные трубы;

- утяжеленные бурильные трубы должны располагаться выше интервала интенсивного искривления ствола скважины;

5.1.5 Для наклонно-направленных скважин выбор наружного диаметра замковых соединений бурильной колонны, их конструкция производится с учетом проектной интенсивности искривления ствола скважины, для предупреждения желобобразования и снижения износа обсадных колонн.

5.1.6 При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность, бурильная колонна должна быть рассчитана на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;

5.1.7 Максимальная расчетная масса бурильной колонны не должна превышать 0,6 допустимой нагрузки на крюке. В случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе, нагрузка на крюке не должна превышать 0,9 допустимой нагрузки на крюке.

5.1.8 Все поверочные и проектные расчеты бурильных колонн на прочность должны проводиться по методикам, согласованным Ростехнадзором РФ.

5.1.9 Необходимость установки протекторов на бурильные трубы определяется рабочим проектом.

5.1.10 При формировании компоновок бурильных колонн для строительства, капитального ремонта и реконструкции скважин в условиях возможного воздействия на них сероводорода (H_2S) следует учитывать следующие обстоятельства:

5.1.10.1 В случае воздействия на трубные колонны и их элементы сероводорода в сочетании с рядом других неблагоприятных факторов (низкое значение pH пластовых вод, наличие в добываемом флюиде воды, сложные нагрузочные ситуации и т.д.), возникает вероятность проявления сероводородной коррозии и, в частности, наиболее опасной ее разновидности – сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) – хрупкого разрушения растрескиванием под воздействием (в присутствии сероводорода и воды) растягивающих напряжений, величина которых обычно ниже предела текучести стали (σ_T), но выше порогового напряжения СКРН (σ_{th}).

5.1.10.2 Бурильные трубы, подверженные воздействию сероводорода должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно- агрессивной среды.

5.1.10.3 В рабочем проекте на бурение скважин должны быть указаны методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных труб.

5.1.11 При выборе труб с внутренним покрытием ТМК СДР для уменьшения влияния осложняющих факторов, таких как высокая температура, высокое забойное давление, воздействие углекислого газа (CO_2) и сероводорода (H_2S) рекомендуется сообщить предприятию-изготовителю покрытия следующую информацию по условиям эксплуатации БТ:

- максимальную температуру эксплуатации БТ;
- забойное давление;
- содержание (концентрацию) CO_2 и H_2S в скважинах;
- состав применяемого бурового раствора;
- при использовании БТ для соляно-кислотных обработок скважин (СКО): характеристика применяемого метода СКО (состав, концентрация, температура)

Это поможет выбрать наиболее эффективную разновидность внутреннего покрытия.

5.1.12 При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин рекомендуется использовать бурильные трубы с нанесением наплавки твердого сплава на поверхность замковых деталей («хардбендингом») для защиты от износа как обсадной колонны так и бурильных замков.

Скважины с траекториями, имеющими большие отклонения от вертикали, характеризуются увеличенным крутящим моментом и сопротивлением стенок скважины. Такие траектории бурения создают условия сильного износа как обсадной трубы, так и бурильной трубы (в первую очередь замка), что сильно сказывается на эффективности бурения.

Нанесение наплавки твердого сплава на замки эффективно и при роторном бурении скважин в открытом стволе, с агрессивными геологическими образованиями.

Использование твёрдосплавных наплавки позволит увеличить срок эксплуатации бурильных замков и соответственно бурильных труб.

5.1.13 При неправильном выборе материального и конструктивного исполнения труб, их неквалифицированная эксплуатация может не позволить реализовать потенциальные возможности продукции.

5.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации

5.2.1 Подготовка труб к эксплуатации включает следующие операции:

- комплектование, т.е. сборку труб в комплекты;
- маркировку труб комплекта клеймением;
- составление необходимой документации на комплект труб (акт, паспорт-журнал).

5.2.2 Длину комплекта обычно выбирают равной глубине скважин плюс 5-10% (трубы, идущие на пополнение). Состав комплекта устанавливается буровым предприятием, исходя из проектных конструкций и глубин скважин, прочностных характеристик труб и удобства их учета. Запрещается разобщать комплект до полного его списания (износа).

5.2.3 Каждому комплекту присваивается порядковый номер, и всем трубам комплекта также присваивают свои порядковые номера. Все трубы маркируют стальными клеймами (высота цифр и букв с закругленными контурами не более 20 мм). Глубина маркировки на теле трубы не должна превышать 1 мм. Маркировку наносят на ниппельном конце труб на хвостовике ниппеля на расстоянии от 20 до 25 мм от конической части.

5.2.4 Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки трубы, последнюю цифру года ввода трубы в эксплуатацию и порядковый номер трубы в комплекте.

5.2.5 Пример маркировки бурильной трубы: 20 E10 9 42.

Здесь 20 – порядковый номер комплекта, E – группа прочности, 10 – толщина стенки, 9 – год ввода в эксплуатацию, 42 – порядковый номер трубы в комплекте.

5.2.6 Для обеспечения нормальных условий работы до ввода скважины в бурение, для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую колонну все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие ее безаварийную проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ закрепляется за данной скважиной на все время бурения. Колонна бурильных труб полностью завозится на буровую до начала работы, или трубы подаются комплектами для бурения определенного интервала. Наборы труб ремонтного резерва подаются на буровую по мере надобности.

При отправке комплекта труб на буровую (скважину), их техническое состояние должно быть отражено в паспорте на комплект путем указания класса.

Работником предприятия, непосредственно ответственным за осуществление отгрузки труб, должно быть проверено:

- возможное наличие записи в паспорте (или на трубе) о непригодности отдельных труб (с целью предотвращения их случайного попадания на буровую);
- принадлежность каждой трубы к отправляемому комплекту (паспорту);
- наличие и качество закрепления предохранительных деталей.

5.3 Рекомендации по выбору резьбовых смазок

5.3.1 При свинчивании замковых соединений необходимо применять определенную смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьб. Смазки для бурильных замков должны воспринимать большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.д.

5.3.2 Требования к эксплуатационным характеристикам многокомпонентной смазки для использования с бурильными трубами включают следующие моменты:

- совместимые фрикционные свойства, позволяющие провести свинчивание соединения правильно и равномерно;
- адекватные смазочные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;
- адекватные герметизирующие свойства для соединений резьбового типа и не ухудшающие свойства не резьбового соединения, а именно, соединений «металл к металлу» в зависимости от эксплуатационных требований;
- физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;
- свойства, позволяющие эффективное применение на контактных поверхностях соединения в ожидаемых условиях эксплуатации и в ожидаемой окружающей среде.

5.3.3 Оценивая, подходит ли резьбовая многокомпонентная смазка, Потребитель должен определить, при каких условиях она будет использоваться и в дополнение к результатам лабораторных испытаний, указанных в нормативных документах на смазку, учесть полевые испытания и опыт использования её на промыслах.

5.3.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 1.

Таблица 1– Области применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
Рекомендуемые:	
ВАЛЬМА- API Norm ТУ 0254-010- 54044229-2009	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, в том числе и хладостойкого и сероводородостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 50°С до + 200°С. Фрикционный коэффициент- 1,12
РУСМА-1 ТУ 0254-001- 46977243-2002	Для герметизации и уплотнений резьбовых соединений в скважинах нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений при эксплуатации с давлением до 70 МПа и температурами от минус 50°С до +200°С. Фрикционный коэффициент- 1,2
РУСМА Р-14 ТУ 0254-068- 46977243-2009	Для герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб класса «Премиум» (в том числе труб из хромосодержащих марок сталей), подвергаемых многократному свинчиванию и развинчиванию, работающих в агрессивных средах и при внутреннем давлении в трубах до 70 МПа. От аналогичных резьбовых смазок отличается улучшенными адгезионными свойствами и низким фрикционным коэффициентом, позволяющим использовать данную смазку для низколегированных сталей с твердостью по

	<p>Бринеллю менее 285 единиц. Температурный диапазон от минус 40°C до + 200°C. Фрикционный коэффициент- 1,1 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА Zn-50 ТУ 0254-118-46977243-2012</p>	<p>Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб в том числе бурильных труб для комплексов со съёмными керноприемниками (ССК), а также для бурового инструмента. Рекомендуются для использования в бурильных замках и воротниках буров с высоким крутящим моментом, тяжелым весом, высокой скоростью бурения в тяжелых породах. Температурный диапазон от минус 40°C до + 150°C. Фрикционный коэффициент- 1,0 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 3 года</p>
<p>РУСМА P-18 ТУ 0254-119-46977243-2012</p>	<p>Для резьбовых соединений замков бурильных труб. Смазка представляет собой смесь минеральных нефтяных масел, загущенную литиевым мылом органических жирных кислот, металлических и неметаллических порошков с добавлением адгезионной и депрессорной присадок. Работоспособна при температурах от -50 °C до +150 °C.</p>
Допустимые:	
<p>РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-540044229-05</p>	<p>Для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства. Температурный диапазон от минус 50°C до + 200°C. Фрикционный коэффициент- 1,05</p>
<p>РУС-ПРЕМИУМ ТУ 0254-008-540044229-05</p>	<p>Для свинчивания резьбовых соединений насосно-компрессорных и обсадных труб с резьбовыми соединениями с уплотнением «металл-металл», в том числе для газоплотных соединений типа VAM и гармонизированных с ним соединений VAGT. SECFR. SPMS2 при эксплуатации труб на сероводородосодержащих месторождениях. Смазка также может использоваться как консервационная.</p>
<p>РУСМА-P4 ТУ 0254-031-46977243-2004</p>	<p>Предназначена для герметизации и уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, трубопроводных, а так же бурильных труб любого диаметра подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Не содержит в своем составе свинцовый порошок, что улучшает экологическую безопасность смазки. Температурный диапазон от минус 50°C до + 200°C. Фрикционный коэффициент- 1,2 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА P-17 ТУ 0254-109-46977243-2011</p>	<p>Для герметизации и уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных, а так же бурильных труб любого диаметра подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 120 МПа. Температурный диапазон от минус 50°C до + 200°C. Фрикционный коэффициент- 1,15 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА P-4ZnCU ТУ 0254-085-46977243-2009</p>	<p>Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб Температурный диапазон от минус 40°C до + 150°C. Фрикционный коэффициент- 1,3 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 3 года</p>

5.3.5 Минимальное количество смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции:

2/3- на муфту, 1/3- на ниппель. В исключительных случаях, если смазка наносится на один элемент соединения, предпочтительно, чтобы это была муфта.

На приспособлении, используемом для нанесения резьбоуплотнительной смазки не должно быть посторонних частиц.

Общая масса смазки, в граммах, должна рассчитываться по следующей формуле:

$$M = M_{\text{мин}} \times N$$
$$M_{\text{мин}} = 0,42 \rho \times D$$

где N - количество соединений в колонне;

D – наружный диаметр трубы, мм;

M_{мин.}- минимальная масса смазки, в граммах, на одно резьбовое соединение;

ρ - плотность смазки, г/см²;

5.3.6 На рабочем месте должна находиться смазка одного типа, изготовленная по одному документу (ТУ).

5.3.7 Расходная тара со смазкой должна быть закрыта крышками для предохранения от загрязнения и попадания в смазку посторонних предметов.

5.3.8 Смазки перед употреблением должны тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

5.3.9 Потребитель несёт ответственность за выполнение требований по охране окружающей среды в районе проведения работ и за соответствующий выбор, использование и утилизацию многокомпонентной смазки.

5.3.10 Если на заводе-изготовителе бурильных труб под предохранительные детали нанесена консервационная смазка, информация о наличии которой может быть дополнительно отражена на стикерах, наклеенных на преддетали, то перед свинчиванием резьб консервационная смазка должна быть полностью удалена и на резьбу и упорные поверхности нанесена резьбоуплотнительная смазка. Резьбоуплотнительная смазка должна наноситься на чистую сухую поверхность резьбы и упорные поверхности ниппеля и муфты

5.3.11 Применение машинного, дизельного масла в качестве заменителей консистентных смазок и свинчивание резьб без смазки запрещается, а также запрещается использовать при свинчивании резьбовых соединений какие-либо материалы (пакля, бечева, проволока и т.д.) или детали между ниппелем и муфтой замков, кроме резьбовой смазки.

5.4 Учёт работы и движения парка труб

5.4.1 На каждый комплект бурильных труб составляется паспорт-журнал в двух экземплярах. Трубы, поступившие в трубное подразделение, подготавливаются к эксплуатации на основании заказа-заявки. В комплект включаются трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Составление комплекта оформляется актом, к которому прилагается описание труб комплекта.

5.4.2 Один экземпляр паспорта-журнала должен храниться в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него - у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект труб.

5.4.3 Запрещается разобщать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта.

5.4.4 В паспорте-журнале ведется учет движения, работы комплекта труб, аварий, профилактических и ремонтных работ с ним.

5.5 Проведение спускоподъемных операций с бурильными трубами

5.5.1 Персонал, осуществляющий сборку колонн труб, должен быть обучен и аттестован на данный вид деятельности.

5.5.2 Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания-развинчивания труб и специальных приспособлений.

5.5.3 Скорости спускоподъемных операций, с учетом допустимого колебания гидродинамического давления и продолжительность промежуточных промывок, должны регламентироваться рабочим проектом.

5.5.4 Свинчивание замковых соединений необходимо проводить с рекомендуемым моментом.

Рекомендуемые моменты свинчивания и предельные осевые растягивающие нагрузки и крутящие моменты для замковых соединений бурильных труб приведены в приложении А без учета коэффициента запаса прочности.

Величины моментов и нагрузок рассчитаны из условий обеспечения прочности, герметичности и наибольшей несущей способности замкового соединения.

Моменты свинчивания должны корректироваться в зависимости от фрикционного коэффициента смазки.

5.5.7 Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных труб разрешается только после посадки их на клинья и элеватор.

5.5.8 При появлении посадок во время спуска бурильной колонны следует произвести промывку и проработку ствола скважины в интервалах посадок.

5.5.9 На устье необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб и при спускоподъемных операциях.

5.5.10 При подъеме бурильной колонны наружная поверхность труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

5.5.11 Свечи бурильных труб, устанавливаемые на вышке, должны быть застрахованы от выпадения из-за пальца.

5.5.12 Во время спускоподъемных операций труб на буровой запрещается:

- крепить и раскреплять резьбовые соединения бурильных труб вращением ротора ;
- включать клиновой захват до полной остановки колонны;
- стучать ниппель в муфту при свинчивании труб;
- вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного выхода резьбы из сопряжения;
- резко тормозить спускаемую бурильную колонну;
- использовать при подъеме и спуске бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;
- использовать клинья с плашками, не соответствующими размерам труб;
- захватывать тело трубы машинными ключами;
- устанавливать челюсти ключей на армированный участок муфты замка;
- находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховочных канатов;
- открывать и закрывать элеватор до полной остановки талевого блока;
- подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их без использования специальных приспособлений;
- пользоваться перевернутым элеватором.
- использовать при СПО и наращивании бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;
- раскреплять и закреплять трубы с захватом за тело трубы машинным ключом, АКБ и др. захватывать тело трубы машинными ключами;
- устанавливать челюсти ключей на армированный участок муфты замка;
- подавать на буровую и удалять из буровой трубы без навинченных предохранительных колец;
- допускать удары концов труб о твердые предметы;
- вращать ротором бурильную колонну, разгруженную на клиновой захват;
- допускать использование клиновых захватов с неполным комплектом клиньев и сегментов;

- запрещается устанавливать трубные фильтры в трубы перфорированной частью вниз.

5.5.13 Запрещается проводить спускоподъемные операции при:

- отсутствию или неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допустимой нагрузки на крюке;
 - неисправности спускоподъемного оборудования и инструмента;
 - неполном составе вахты для работы на конкретной установке;
 - угле наклона свечей 2 градуса, для буровых установок с автоматизированной системой спускоподъемных операций (АСП) – 3 градуса, для морских установок с механизированной установкой свечей – 8 градусов;
 - скорости ветра более 20 м/с;
 - потери видимости более 20 м при тумане и снегопаде.
- подавать в буровую и выбрасывать на мостки бурильные трубы без предохранительных колец и ударять их о ротор или другие металлические предметы.
- включать клиновой захват до полной остановки колонны

5.5.14 В процессе производства буровых работ и после окончания долбления отрыв от забоя и подъем из свежепробуренного ствола скважины следует производить на пониженной скорости буровой лебёдки.

5.6 Эксплуатация бурильных труб

5.6.1 С целью повышения долговечности и предотвращения заедания резьбы рекомендуется проводить приработку резьб новых труб путем 3 – 5 кратного свинчивания - развинчивания с малой частотой вращения (10 – 15 об/мин), попеременно удаляя старую и нанося новую смазку – если приработка резьб не производилась в заводских условиях изготовителем бурильных труб или замков.

5.6.2 Для достижения равномерного износа замковых резьб необходимо через каждые десять-двадцать долблений рабочие соединения свечей менять на нерабочие. (Рабочее соединение – соединение, с помощью которого свеча подсоединяется к колонне бурильных труб).

5.6.3 Приложение растягивающих нагрузок, например, в случае прихвата бурильной колонны, следует осуществлять с учетом группы прочности и класса труб. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80% от предела текучести материала труб.

5.6.4 При бурении пластов, содержащих сероводород, необходимо контролировать наличие сероводорода и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором.

Бурильные трубы, находившиеся в контакте с сероводородом, после демонтажа перед повторным использованием должны быть подвергнуты дефектоскопии и опрессованы.

5.6.5 Не рекомендуется применение СБТ в режимах и условиях бурения, при которых были замечены промывы труб в типичном месте промыва СБТ без защитного внутреннего покрытия.

5.6.6 При эксплуатации бурильной колонны необходимо предотвращать появление дополнительных факторов, которые могут повлиять на её прочность, таких как:

- прихват колонны;
- крутильные колебания колонны;
- резонансные вибрации;
- ударные нагрузки;
- перекосы при свинчивании;
- переменные нагрузки вызывающие усталость металла

5.6.7 При эксплуатации бурильной колонны не рекомендуется чтобы значение крутящего момента превышало величину момента свинчивания . Допуск на момент свинчивания минус 10%.

5.7 Классификация труб по параметрам их физического износа

5.7.1 Ниже приведенная классификация стальных бурильных труб по физическому износу относится к трубам, изготовленным по ГОСТ и API (таблица 2).

5.7.2 В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб (паспорта).

При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии.

5.7.3 Списание труб производится при наличии физического или усталостного износа, различных дефектов, если они превышают значения, допустимые для 3 класса.

5.7.4 Замковые резьбы бракуются в случае повреждения одного и более витков, а также при выявлении вырывов и выкрашиваний, которые могут привести к заданию резьбы. Замки бракуются, если вырывы и выкрашивания металла упорных уступов ниппелей и упорных торцов муфт составляют более 1/3 ширины уступа или торца, а протяженность более 1/8 длины окружности.

5.7.5 Списание и перевод бурильных труб из одного класса в другой производится на основании внешнего осмотра, инструментальных измерений и данных по дефектоскопии и оформляется актом.

5.7.6 Абразивному износу от трения бурильной колонны о горную породу подвергаются замки, а также тело бурильных труб. Состояние труб по абразивному износу оценивается по трем классам.

К 1 классу относят трубы и замки, геометрические размеры которых равны номинальным требованиям действующих нормативных документов.

Ко 2-му и 3-му классам износа по телу трубы относят бывшие в эксплуатации трубы, величины дефектов на которых не больше приведенных в таблице 2. Если величина износа или дефекта превышает значение, допустимое для 3-го класса, то трубу бракуют и выводят из эксплуатации. Сведения о переводе труб из одного класса в другой заносят в паспорт комплекта.

5.7.7 Технические характеристики труб различных классов определяются по аналогии с техническими характеристиками новых труб (1 класса) с учетом регламентированных толщин стенок – для 2 класса – 80%, для 3 класса – 62,5% от их номинальных значений.

Классификация замков по абразивному износу боковой поверхности приведена в таблице 3.

Таблица 2 – Классификация бурильных труб по износу

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
1	2	3
Равномерный износ трубы по наружной поверхности:		
Толщина стенки после износа, %, не менее	80	62,5
Эксцентричный износ по наружной поверхности:		
Толщина стенки после износа, %, не менее	65	55
Вмятины, % от наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % от наружного диаметра, не более	3	5
Шейка, % от наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение:		
Уменьшение наружного диаметра, %, не более	3	5
Остаточное расширение:		
Увеличение наружного диаметра, %, не более	3	5

1	2	3
Продольные надрезы-зарубки: Оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	62,5
Поперечные надрезы: Оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80
Длина надреза, % от длины окружности трубы, не более	10	10
Толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной, не менее	80	55

Таблица 3 – Классификация бурильных замков по износу

В миллиметрах

Номинальный (до износа)	Наружный диаметр замка			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
1	2	3	4	5
65	63,1	62,5	64,1	62,8
77	74,6	73,1	75,8	73,7
86	83,4	81,7	84,7	82,6
95	92,2	90,2	93,6	91,2
98	95,1	93,2	96,5	94,3
100	97,2	94,9	98,5	95,2
105	101,9	99,7	103,4	100,8
108	104,8	102,6	106,4	103,7
111	107,7	105,5	109,3	106,6
121	117,4	115,0	119,2	116,2
127	123,2	120,7	125,1	121,9
133	129,0	126,44	131,0	127,7
140	135,8	133,0	137,9	134,4
152	147,4	144,4	149,7	145,9
159	154,2	151,0	156,6	152,6
162	157,1	153,9	159,6	155,5
165	160,0	156,8	162,5	158,4
168	163,0	159,6	165,5	161,3
178	172,7	169,1	175,3	170,9
184	178,5	174,8	180,3	175,6
190	184,3	180,5	187,1	182,4

5.7.8 Степень износа замковой резьбы ниппеля и муфты необходимо определять по критерию «Н» - расстоянию между упорным торцом контролируемой детали и шаблона (в виде ответной замковой детали) или пары ниппель-муфта, при установке его в резьбу и последующем повороте относительно детали в сторону развинчивания (в пределах одного оборота) до момента прекращения контакта сопряженных витков по вершинам профиля и скачкообразного перемещения шаблона в деталь на величину, соизмеримую с шагом резьбы (таблица 4).

Таблица 4 – Классификация замковых резьб по износу критерием «Н»

В миллиметрах

Обозначение замковой резьбы	Число ниток на 25,4 мм	Конусность	Форма профиля	Значение критерия «Н» по шаблону не менее			Значение критерия «Н» для пары ниппель-муфта, не менее		
				Классы					
				I	II	III	I	II	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3-53	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-65	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-73,NC26	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-81	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-83	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-86,NC31	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-102,NC38	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-108,NC40	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-122,NC46	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-133,NC50	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-147,5 ^{1/2} FN	4	1:6	III	34,5	29	25	34,5	24	18

5.8 Контроль работы бурильных труб при эксплуатации

5.8.1 При эксплуатации труб необходимо контролировать следующие нагрузки действующие на трубу:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую силу;
- крутящий момент;
- давления среды (внутреннее, наружное);

Указанные нагрузки не должны превышать (с учетом сложнапряженного состояния) предельных нагрузок (Приложение А) с учетом коэффициента запаса прочности.

Для наглядности области применения стальных бурильных труб при растяжении, кручении, изгибе представлены графически в Приложение В без учета и с учётом коэффициента запаса.

5.8.2. В сроки, установленные графиками профилактических работ на буровой, необходимо проводить дефектоскопию и опрессовку труб, определять износ замковой резьбы путем замера расстояния между опорными торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания, замерять диаметр наружной поверхности замков и труб, выявлять смятие труб в месте посадки на клиновой захват.

Оперативный контроль технического состояния в процессе эксплуатации на буровой (скважине) производится, как правило, работниками буровой бригады (вахты) выполняющими СПО.

5.8.3 Комплексный контроль технического состояния должен осуществляться аттестованными специалистами с использованием допущенных в установленном порядке к применению средств контроля и производиться в стационарных условиях (трубных цехах, площадках).

Объем контроля, периодичность, перечень контролируемых параметров на всех этапах определяются техническими службами предприятия в зависимости от его цели.

5.8.4 Оценка технического состояния труб осуществляется с применением визуального, измерительного, ультразвукового, магнитного, люминесцентного и других методов в зависимости от цели и объекта контроля.

5.8.5 О всех отказах, авариях, отбраковках, связанных с качеством трубы сообщается заводу-изготовителю.

6 ВИДЫ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

6.1 Аварии с бурильной колонной происходят в результате разрушения труб, что связано с воздействием переменных нагрузок, а именно: переменных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных, поперечных колебаний и др. Аварии происходят также в результате размыва и значительного износа резьбовых соединений.

6.1.1 Переменные нагрузки вызывают развитие усталостных трещин, причем, условиями, способствующими возникновению и развитию трещин, являются различные дефекты материала трубы, резкие переходы на теле, неравномерный характер распределения нагрузки по резьбе, отклонения элементов резьбы, а также несоблюдение моментов свинчивания и кручения, недовинчивание резьбового соединения и др.

6.1.1.1 Характерными усталостными разрушениями труб являются:

- Разрушение труб в зоне перехода от высадки к телу трубы.

Данный вид разрушения является причиной половины всех аварий с трубами;

- Разрушение бурильного замка, которое происходит обычно по первым ниткам от упорного уступа ниппеля в направлении, перпендикулярном к оси трубы, и носит усталостный характер. Наиболее типичной причиной усталостных разрушений является недостаточный момент свинчивания соединения, из-за чего происходит изменение распределения напряжений, превышающих предел выносливости материала и ведущих к отказу.

- Разрушение замковой резьбы бурильных труб в виде выкрашивания отдельных ниток. Разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности

- Разрушение бурильных замков по телу происходит вследствие появления продольных и поперечных трещин. Такие деформации являются следствием приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию муфты и ниппеля замка или связаны с наличием высоких закалочных напряжений, трещин при изготовлении.

- Слом труб по телу. Различают несколько видов разрушения труб по телу: поперечный, спиральный, продольный изломы.

Поперечный излом тела трубы имеет усталостный характер и вызывается концентрацией напряжения в местах повреждений, перпендикулярных к оси трубы. К ним относятся: углубления от клейм, поперечные риски от работы клиньев. Поперечный излом возможен в зоне сварки и очень редко - под влиянием статических нагрузок на сильно изношенные трубы.

Спиральный излом представляет собой разрушение трубы по винтовой линии. Направление спирали совпадает с направлением вращения. Спиральный излом всегда начинается с поперечной трещины и имеет усталостный характер.

6.1.2. Размыв резьбового соединения.

Размыв резьбы происходит в замковом соединении, в результате прохода жидкости через зазоры в резьбовом соединении.

Причина образования зазоров в резьбе может быть технологического или эксплуатационного характера:

- перекосы упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка, их повреждения;

- применение некачественной смазки или свинчивание неочищенных резьб;

- недостаточная величина момента свинчивания резьбового соединения (раскрытие стыка).

6.1.3 Износ резьбы связан с многократным свинчиванием-развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны, ее колебаниями, вызванными работой забойного двигателя.

На поверхности резьбы срабатываются обе стороны профиля. Длинная сторона профиля изнашивается главным образом при свинчивании-развинчивании, короткая - при затяжке (креплении) и работе в скважине.

6.1.4 Заедание резьбы связано с плотным схватыванием поверхности резьбы при свинчивании замкового соединения. Сила сцепления при этом обычно превышает прочность материала замка, что приводит к разрушению всей резьбы при развинчивании, а иногда такое соединение не удается даже развинтить машинными ключами.

Заедание объясняется высокими удельным давлением и температурой, возникающими на поверхностях резьбы при свинчивании. Заедание чаще бывает на новых соединениях в процессе их приработки.

Для предотвращения заедания резьбы следует использовать специальную смазку для резьбовых соединений, а также не превышать установленный момент затяжки.

7 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТРУБНЫХ КОЛОНН

7.1 До начала работ по строительству, капитальному ремонту и реконструкции скважин необходимо проанализировать степень рисков аварийного разрушения бурильных колонн, обусловленного, в частности, особыми условиями эксплуатации (работа при низких температурах, в коррозионно-активных средах и т.д.) и при необходимости разработать мероприятия по их снижению.

7.2 Для сокращения аварийных ситуаций при введении буровых работ следует:

- хорошо знать горно-геологические условия строительства скважины, интервалы возможных осложнений;
- строго соблюдать требования рабочего проекта, действующих технологических регламентов, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, режимно-технологического задания, планов работ и иметь их на буровой;
- периодически выполнять поверочные расчеты бурильной колонны по фактическим параметрам скважины и вносить необходимые коррективы;
- постоянно следить за качеством промывочной жидкости, состоянием ствола скважины, бурильной колонны, исправностью оборудования и инструмента;
- знать и соблюдать правила эксплуатации оборудования и труб;
- осуществлять контроль действующих нагрузок, особенно крутящего момента;
- свинчивать соединение ключами, оснащенными моментомерами;
- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия в профилактической карте по безаварийному ведению работ на буровой;
- обеспечить выполнение требований раздела 5 «Рекомендации по рациональной эксплуатации труб» данного Руководства.

8 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации труб, необходимо обеспечить безусловное выполнение требований Руководства изготовителя по эксплуатации поставляемой продукции, иных его рекомендаций, а также согласованных и утвержденных, в установленном в буровых предприятиях порядке, комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации труб, не противоречащих положе-

ниям Руководства по эксплуатации её изготовителя и Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

9-ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие труб и замков к ним требованиям НД в течение срока, оговоренного в контракте (договоре на поставку) при условии соблюдения данного Руководства по эксплуатации.

Приложение А

Таблица А.1 – Размерный ряд и технические характеристики бурильных труб, изготовленных по ГОСТ Р 54383-2011 и API Spec 5DP

Тело трубы										Замковое соединение						Сборка		
Номинальный размер, дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут/, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, дюйм, мм	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут/, Нм	Приблизительная масса, фунт /фунт, кг/м	Момент Свинчивания, фунт /фунт/, Нм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2 3/8 60,3	6,65 9,34	0,280 7,11	1,815 46,13	E	EU	138214 615	6250 8474	15474 106,7	15599 107,5	NC26, 3-73	3 3/8 85,725	1 3/4 44,45	7 177,8	8 203,2	313681 1395	6875 9321	6,99 10,41	4125 5593
2 3/8 60,3	6,65 9,34	0,280 7,11	1,815 46,13	X	EU	175072 779	7917 10734	19600 135,1	19759 136,2	NC26, 3-73	3 3/8 85,725	1 3/4 44,45	7 177,8	8 203,2	313681 1395	6875 9321	7,11 10,59	4125 5593
2 3/8 60,3	6,65 9,34	0,280 7,11	1,815 46,13	G	EU	193500 861	8751 11864	21663 149,3	21839 150,5	NC26, P-73	3 3/8 85,725	1 3/4 45,45	7 177,8	8 203,2	313681 1395	6875 9321	7,11 10,59	4125 5593
2 7/8 73,0	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	E	EU	214344 953	11554 15665	16526 113,9	16509 113,8	NC31, 3-86	4 1/8 104,8	2 1/8 53,98	7 177,8	9 228,6	447130 1989	11790 15985	10,87 16,19	7122 9656
2 7/8 73,0	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	X	EU	271503 1208	14635 19842	20933 144,3	20911 144,1	NC31, 3-86	4 1/8 104,8	2 50,80	7 177,8	9 228,6	495726 2205	13158 17839	11,09 16,52	7918 10735
2 7/8 73,0	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	G	EU	300082 1335	16176 21932	23137 159,5	23112 159,3	NC31, 3-86	4 1/8 104,8	2 50,80	7 177,8	9 228,6	495726 2205	13158 17839	11,09 16,52	7918 10735
2 7/8 73,0	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	S	EU	385820 1716	20798 28198	29747 205,1	29716 204,8	NC31, 3-86	4 3/8 111,1	1 5/8 41,28	7 177,8	9 228,6	623844 2775	16809 22790	11,55 17,20	10167 13785
3 1/2 88,9	9,50 14,1	0,254 6,45	2,92 76,00	E	EU	194264 864	14146 19120	9525 65,6	10001 68,9	NC38 3-102	4,750 120,65	2 11/16 68,26	8 203,2	10 1/2 266,7	587308 2613	18071 24500	13,93 20,75	10864 14730
3 1/2 88,9	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	E	EU	271569 1208	18551 25152	13800 95,1	14113 97,3	NC38, 3-102	4 3/4 120,7	2 11/16 68,26	8 203,2	10 1/2 266,7	587308 2613	18071 24500	13,93 20,75	10864 14730
3 1/2 88,9	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	X	EU	343988 1530	23498 31860	17480 120,5	17877 123,2	NC38, 3-102	5 127,0	2 9/16 65,09	8 203,2	10 1/2 266,7	649158 2888	20095 27245	14,62 21,78	12196 16536
3 1/2 88,9	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	G	EU	380197 1691	25972 35213	19320 133,2	19758 136,2	NC38, 3-102	5 127,0	2 7/16 61,91	8 203,2	10 1/2 266,7	708063 3150	22035 29875	14,71 21,91	13328 18070
3 1/2 88,9	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	S	EU	488825 2174	33392 45273	24840 171,2	25404 175,1	NC38 3-102	5 127,0	2 1/8 53,98	8 203,2	10 1/2 266,7	842440 3748	26503 35933	14,92 22,22	15909 21570
3 1/2 88,9	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	E	EU	322775 1436	21086 28589	16838 116,0	16774 115,6	NC38, 3-102	5 127,0	2 9/16 65,09	8 203,2	10 1/2 266,7	649158 2888	20095 27245	16,54 24,64	12196 16536
3 1/2 88,9	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	X	EU	408848 1819	26708 36211	21328 147,0	21247 146,5	NC38, 3-102	5 127,0	2 7/16 61,91	8 203,2	10 1/2 266,7	708063 3150	22035 29875	16,82 25,05	13328 18070

Продолжение табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
3 1/2 88,9	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	G	EU	451885 2010	29520 40023	23573 162,5	23484 161,9	NC38, 3-102	5 127,0	2 1/8 53,98	8 203,2	10 1/2 266,7	842440 3748	26503 35933	17,03 25,37	15909 21570
3 1/2 88,9	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	S	EU	580995 2585	37954 51459	30308 209,0	30194 208,1	NC40, 3-108	5 1/2 139,7	2 1/4 57,15	7 177,8	10 254,0	979996 4360	32693 44325	17,57 26,17	19766 26799
4 101,6	14,00 20,85	0,330 8,38	3,34 84,84	E	EU	285359 1269	23288 31580	10828 74,7	11354 78,3	NC46, 3-122	6,00 152,4	3,250 82,6	7 177,8	10 254,0	893933 3978	33595 45521	15,83 23,59	16797 22760
4 101,6	14,00 20,85	0,330 8,38	3,34 84,84	X	EU	361454 1607	29498 39990	13716 94,6	14382 99,2	NC46, 3-122	6,00 152,4	3,250 82,6	7 177,8	10 254,0	901164 4009	33228 45057	15,83 23,59	20175 27236
4 101,6	14,00 20,85	0,330 8,38	3,34 84,84	G	EU	399502 1777	32603 44204	15159 104,5	15896 109,6	NC46, 3-122	6,00 152,4	3,250 82,6	7 177,8	10 254,0	901164 4009	33228 45057	15,83 23,59	16797 22760
4 101,6	14,00 20,85	0,330 8,38	3,34 84,84	S	EU	513646 2282	41918 56810	19491 134,4	20141 138,9	NC46, 3-122	6,00 152,4	3,250 76,2	7 177,8	10 254,0	1048426 4664	38998 52881	16,90 23,76	23795 32266
4 1/2 114,3	13,75 20,43	0,271 6,88	3,958 100,54	E	EU	270034 1200	25907 35087	7904 54,5	7173 49,5	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,875 95,3	7 177,8	10 254,0	939101 4179	37276 50547	15,9 23,65	12253 30976
4 1/2 114,3	16,60 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	E	EU	330558 1470	30807 41774	9829 67,8	10392 71,7	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7 177,8	10 254,0	939101 4179	37276 50547	18,46 27,51	12253 30976
4 1/2 114,3	16,60 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	X	EU	418707 1863	39022 52914	12450 85,8	12765 88,0	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7 177,8	10 254,0	939101 4179	37276 50547	18,84 28,07	12253 30976
4 1/2 114,3	16,60 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	G	EU	462781 2059	43130 58484	13761 94,9	13825 95,3	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7 177,8	10 254,0	939101 4179	37276 50547	18,84 28,07	12253 30976
4 1/2 114,3	16,60 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	S	EU	595004 2645	55453 75194	17693 122,0	16773 115,6	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7 177,8	10 254,0	1101123 4939	44610 60291	19,11 28,47	27080 36720
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,64 92,46	E	EU	412358 1834	36901 50038	12542 86,5	12964 89,4	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,625 92,1	7 177,8	10 254,0	1011685 4502	35541 54334	22,10 32,93	21437 27167
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,64 92,46	X	EU	522320 2322	46741 63381	15886 109,5	16424 113,2	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7 177,8	10 254,0	1101123 4939	44610 60291	22,57 33,63	27080 36720
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,64 92,46	G	EU	577301 2568	51661 70052	17558 121,1	18149 125,1	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7 177,8	10 254,0	1101123 4939	44610 60291	22,57 33,63	27080 36720
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,64 92,46	S	EU	742244 3302	66421 90067	22575 155,6	23335 160,9	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,000 76,2	7 177,8	10 254,0	1404944 6252	57747 78248	23,05 34,34	26056 36720
2 7/8 73,0*	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	D	IU	157056 698,9	8464 11480	12160 83,8	11731 80,8	NC26, 3-73	3,748 95,2	1,251 31,8	7,09 180,0	8,03 204,0	453258 2017	10563 14326	10,86 16,18	6338 8596
2 7/8 73,0*	10,4 15,49	0,362 9,19	2,151 54,64	E	IU	214225 953,3	11539 15650	16546 114,1	15875 109,5	NC26, 3-73	3,748 95,2	1,251 31,8	7,09 180,0	8,03 204,0	453258 2017	10563 14326	10,86 16,18	6338 8596
3 1/2 88,9*	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	D	IU	198943 885,3	13603 18450	10194 70,3	9540 65,8	NC31, 3-86	4,252 108,0	1,751 44,5	7,09 180,0	9,05 230,0	580000 2581	15402 20889	13,75 20,48	9241 12533
3 1/2 88,9*	13,3 19,81	0,368 9,35	2,764 70,20	E	IU	271461 1208	18558 25170	13882 95,7	12845 88,6	NC31, 3-86	4,252 108,0	1,751 44,5	7,09 180,0	9,05 230,0	580000 2581	15402 20889	13,75 20,48	9241 12533
3 1/2 88,9*	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	D	IU	236404 1052	15454 20960	12358 85,2	11959 82,4	NC31, 3-86	4,252 108,0	1,614 41,3	7,09 180,0	9,05 230,0	623844 2775	16809 22790	15,99 23,81	10167 13785
3 1/2 88,9*	15,5 23,09	0,449 11,4	2,602 66,10	E	IU	322697 1436	21087 28600	16850 116,2	16197 111,7	NC31, 3-86	4,252 108,0	1,614 41,3	7,09 180,0	9,05 230,0	623844 2775	16809 22790	15,99 23,81	10167 13785

Продолжение табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
4 101,6	14,0 20,85	0,330 8,38	3,340 84,84	E	IU	258359 1269	23288 31574	10828 74,6	11354 78,2	NC40, 3-108	5 1/4 133,4	2 ¹³ / ₁₆ 71,44	7 177,8	10 254,0	711611 3166	23279 31562	15,04 22,40	17092 19106
4 101,6	14,0 20,85	0,330 8,38	3,340 84,84	X	IU	361454 1608	29498 39994	13716 94,5	14382 99,2	NC40, 3-108	5 1/4 133,4	2 ¹¹ / ₁₆ 68,26	7 177,8	10 254,0	776406 3454	25531 34615	15,34 22,85	15404 20885
4 101,6	14,0 20,85	0,330 8,38	3,340 84,84	G	IU	399502 1777	32603 44204	15159 104,5	15896 109,6	NC40, 3-108	5 1/2 139,7	2 ⁷ / ₁₆ 61,91	7 177,8	10 254,0	897161 3991	29764 40354	15,91 23,70	18068 24497
4 101,6	14,0 20,85	0,330 8,38	3,340 84,84	S	IU	512809 2282	41887 56810	19493 134,4	20175 139,1	NC40, 3-108	5 1/2 139,7	2 50,8	7 177,8	10 254,0	1055280 4696	34722 47093	16,57 24,68	20833 28256
4 1/2 114,3	16,6 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	E	IEU	330558 1470	30807 41774	9829 67,8	10392 71,7	NC46, 3-122	6,25 158,8	3,25 82,55	7 177,8	10 254,0	901164 4009	33228 45057	18,37 27,35	20396 27657
4 1/2 114,3	16,6 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	X	IEU	418707 1863	39022 52914	12450 85,9	12765 88,0	NC46, 3-122	6,25 158,8	3 76,20	7 177,8	10 254,0	1048426 4664	38998 52881	18,79 27,98	23795 32266
4 1/2 114,3	16,6 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	G	IEU	462781 2059	43130 58484	13761 94,9	13825 95,3	NC46, 3-122	6,25 158,8	3 76,20	7 177,8	10 254,0	1048426 4664	38998 52881	18,79 27,98	23795 32266
4 1/2 114,3	16,6 24,73	0,337 8,56	3,826 97,18	S	IEU	595004 2647	55453 75194	17693 122,0	16773 115,7	NC46, 3-122	6,25 158,8	2,75 69,85	7 177,8	10 254,0	1183908 5266	44359 60151	19,00 28,29	26923 36508
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,640 92,46	E	IEU	412358 1834	36901 50038	12542 86,5	12964 89,4	NC46, 3-122	6,25 158,8	3 76,20	7 177,8	10 254,0	1048426 4664	38998 52881	22,09 32,89	23795 32266
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,640 92,46	X	IEU	522320 2323	46741 63381	15886 109,6	16421 113,2	NC46, 3-122	6,25 158,8	2,75 69,85	7 177,8	10 254,0	1183908 5266	44359 60151	22,67 33,76	26923 36508
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,640 92,46	G	IEU	577301 2568	51661 70052	17558 121,1	18149 125,2	NC46, 3-122	6,25 158,8	2,5 63,50	7 177,8	10 254,0	1307608 5817	49297 66847	22,86 34,03	29778 40379
4 1/2 114,3	20,00 29,79	0,430 10,92	3,640 92,46	S	IEU	742244 3302	66421 90067	22575 155,7	23335 160,9	NC46, 3-122	6,25 158,8	2,25 57,15	7 177,8	10 254,0	1419527 6315	53800 79953	23,03 34,29	29502 39976
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	E	IEU	395595 1760	41167 55822	9503 65,5	9962 68,7	NC50, 3-133	6,625 168,28	3,75 95,25	7 177,8	10 254,0	932359 4179	37276 50547	20,85 31,05	22844 30976
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	E	IEU	395595 1760	41167 55822	9503 65,5	9962 68,7	51/2FH, 3-147	7 177,8	3,75 95,25	8 203,2	10 254,0	1448407 6443	62903 85296	22,28 33,17	31474 42648
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	X	IEU	501087 2229	52144 70707	12037 83,0	12026 82,9	NC50 3-133	6,625 168,28	3,5 88,90	7 177,8	10 254,0	1109920 4939	44456 60291	21,45 31,94	27076 36720
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	X	IEU	501087 2229	52144 70707	12037 83,0	12026 82,9	51/2FN, 3-147	7 177,8	3,75 95,25	8 203,2	10 254,0	1448407 6443	62903 85296	22,62 33,68	31474 42648
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	G	IEU	553833 2464	57633 78150	13304 91,8	12999 89,6	NC50, 3-133	6,625 168,28	3,250 82,55	7 177,8	10 254,0	1268963 5645	51217 69450	21,93 32,65	31025 42070
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	G	IEU	553833 2464	57633 78150	13304 91,8	12999 89,6	51/2FH, 3-147	7 177,8	3,75 95,25	8 203,2	10 254,0	1448407 6443	62903 85296	22,62 33,68	31474 42648
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	S	IEU	712070 3168	74100 100480	17105 118,0	15672 108,1	NC50, 3-133	6,625 168,28	2,750 69,85	7 177,8	10 254,0	1551236 6903	63393 85961	22,61 33,67	38044 51588
5 127,0	19,50 29,05	0,362 9,19	4,276 108,62	S	IEU	712070 3168	74100 100480	17105 118,0	15672 108,1	51/2FH, 3-147	7,25 184,15	3,5 88,90	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	72213 97921	23,48 34,96	43490 58972

Окончание табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	E	IEU	530144 2358	52257 70860	13125 90,5	13500 93,1	NC50, 3-133	6,625 168,28	3,5 88,90	7 177,8	10 254,0	1109920 4939	44462 60291	26,85 39,98	27076 36720
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	E	IEU	530144 2358	52257 70860	13125 90,5	13500 93,1	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7 177,8	3,5 88,90	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	62903 85296	28,27 42,09	37742 51178
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	X	IEU	671515 2987	66192 89756	16625 114,7	17100 117,9	NC50, 3-133	6,625 168,28	3 76,20	7 177,8	10 254,0	1416225 6300	57534 78016	27,87 41,50	34680 47026
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	X	IEU	671515 2987	66192 89756	16625 114,7	17100 117,9	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7 177,8	3,5 88,90	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	62903 85296	28,59 42,57	37742 51178
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	G	IEU	742201 3302	73159 99204	18375 126,7	18900 130,3	NC50, 3-133	6,625 168,28	2,750 69,85	7 177,8	10 254,0	1619231 6903	63393 85961	28,32 42,17	38044 51588
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	G	IEU	742201 3302	73159 99204	18375 126,7	18900 130,3	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,25 184,15	3,5 88,90	8 203,2	10 254,0	1618652 7203	72213 97921	29,16 43,42	43490 58972
5 127,0	25,60 38,13	0,50 12,70	4,000 101,60	S	IEU	954259 4245	94062 127548	23625 162,9	24300 167,6	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,25 184,15	3,25 82,55	8 203,2	10 254,0	1778274 7910	78716 106739	29,43 43,82	47230 64044
5 ¹ / ₂ 139,7	21,90 32,62	0,361 9,17	4,778 121,36	E	IEU	437116 1944	50710 68763	8615 59,4	8413 58,0	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7 177,8	4 101,6	8 203,2	10 254,0	1265802 5631	55687 75512	23,77 35,39	33560 45507
5 ¹ / ₂ 139,7	21,90 32,62	0,361 9,17	4,778 121,36	X	IEU	553681 2463	64233 87100	10912 75,3	10019 69,1	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7 177,8	3,75 95,25	8 203,2	10 254,0	1448407 6443	62903 85296	24,53 36,53	37742 51178
5 ¹ / ₂ 139,7	21,90 32,62	0,361 9,17	4,778 121,36	G	IEU	611963 2722	70994 96258	12061 83,2	10753 74,2	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,25 184,15	3,5 88,9	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	72213 97921	25,38 37,79	43490 58972
5 ¹ / ₂ 139,7	21,90 32,62	0,361 9,17	4,778 121,36	S	IEU	786809 3500	91278 123773	15507 106,9	12679 87,4	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,500 190,50	3 76,20	8 203,2	10 254,0	1925536 8566	86765 117653	26,50 39,46	52302 70922
5 ¹ / ₂ 139,7	24,70 36,79	0,415 10,54	4,670 118,62	E	IEU	497222 2212	56574 76714	9903 68,3	10464 72,2	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7 177,8	4 101,6	8 203,2	10 254,0	1265802 5631	55687 75512	26,33 39,21	33560 45507
5 ¹ / ₂ 139,7	24,70 36,79	0,415 10,54	4,670 118,62	X	IEU	629814 2802	71660 97171	12544 86,5	12933 89,2	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,25 184,15	3,5 88,9	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	72213 97921	27,85 41,47	43490 58972
5 ¹ / ₂ 139,7	24,70 36,79	0,415 10,54	4,670 118,62	G	IEU	696111 3097	79204 107401	13865 95,6	14013 96,6	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,25 184,15	3,5 88,9	8 203,2	10 254,0	1619231 7203	72213 97921	27,85 41,47	43490 58972
5 ¹ / ₂ 139,7	24,70 36,79	0,415 10,54	4,670 118,62	S	IEU	894999 3981	101833 138086	17826 122,9	17023 117,4	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,500 190,50	3 76,20	8 203,2	10 254,0	1925536 8566	86765 117653	27,77 41,35	52302 70922

*Только по ГОСТ Р 54383-2011

Таблица А.2 - Размерный ряд и технические характеристики бурильных труб, изготовленных по ГОСТ Р50278,ТУ 14-3-1571/
ТУ У 27.2-05757883-200 и замков по ГОСТ 27834

Тело трубы										Замковое соединение								Сборка																
Номинальный размер, мм	Номинальный Вес, кг/м	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Внутреннее давление, МПа	Сминающее давление, МПа	Типоразмер замка	Замковая резьба	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, мм	Длина муфты под трубный ключ, мм	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Приведённая масса 1 м трубы, кг	Момент сдвигания, Нм															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20															
73,0	14,46	9,2	51,6	Д	ПВ	698,9	11480	83,8	80,8	ЗП-95-32	3-73	95,2	31,8	179,5	204,2	2017	14326	16,40	8596															
				Е		953,3	15650	114,0	109,4																									
88,9	18,34	9,4	70,2	Д	ПВ	885,3	18450	70,2	65,7	ЗП-108-44	3-86	108,0	44,5	179,5	229,6	2581	20889	20,90	12533															
				Е		1208	25170	95,7	88,5																									
	21,79	11,4	66,1	Д	ПВ	1052	20960	85,2	82,4	ЗП-108-41	3-86	108,0	41,3	179,5	229,6	2775	22790	24,38	13785															
				Е		1436	28600	116,1	111,6																									
101,6	19,27	8,4	84,4	Д	ПВ	930	23150	54,9	74,8	ЗП-133-71	3-108	133,4	71,4	179,5	255,0	3166	31562	22,56	19106															
				Е		1269	31580	74,8	64,2																									
				Л		1607	39990	94,8	78,0	ЗП-133-68																								
				М		1777	44230	104,8	85,8	ЗП-140-62																								
				Р		2282	56810	134,7	104,6	ЗП-140-51																								
114,3	22,32	8,6	97,2	Д	ПК	1077	30630	50,0	42,5	ЗП-159-83	3-122	158,8	82,6	179,5	255,0	4009	45057	27,37	27657															
				Е		1470	41790	68,1	55,9																									
				Л		1762	52910	88,3	68,1	ЗП-159-76																								
				М		2058	58520	95,4	73,6																									
				Р		2647	75194	122,6	87,9																									
	27,84	10,9	92,5	Д	ПК	1344	36690	63,4	58,0	ЗП-159-76		3-122	158,8	76,2	179,5	255,0	3827	50740	33,19	29500														
				Е		1834	50050	86,2	77,7																									
				Л		2322	63370	109,4	96,7	ЗП-159-70																								
				М		2568	70080	120,9	105,9	ЗП-159-63																								
				Р		3302	90067	155,4	131,7	ЗП-159-57																								
				127,0		26,70	9,2	108,6	Д	ПК											1290	40910	48,2	40,3	ЗП-162-95-2	3-133	161,9	95,3	179,5	255,0	4113	49780	31,22	29868
									Е												1759	55810	65,5	52,8										
Л	2277	70670	83,1		64,0				ЗП-162-89-2																									
М	2464	78160	91,8		68,0				ЗП-165-83																									
Р	3168	100480	118,0		81,5				ЗП-168-70																									
35,80	12,7	101,6	Д		ПК	1728	51960	66,4	61,4	ЗП-162-89-2	3-133	161,9	88,91	179,5	255,0	4005	56880	40,60	29820															
			Е			2358	70880	90,5	82,6																									
			Л			2985	89750	114,7	103,1	ЗП-165-76																								
			М			3301	99260	126,7	113,0	ЗП-168-70																								
			Р			4245	127548	162,9	141,4	ЗП-184-83																								

Продолжение табл. А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
140,0	29,52	9,2	121,6	Д	ПК	1406	49700	43,8	34,9	ЗП-178-102	3-147	178,0	102,0	204,9	255,0	5631	75512	35,8	45507			
				Е		2032	71819	59,4	58,2	ЗП-178-102		178,0	102,0	204,9	255,0	5631	75512	35,8	45507			
				Л		2401	84877	75,2	68,9	ЗП-178-95		178,0	95,0	204,9	255,0	6443	85296	36,6	51178			
				М		2771	97935	83,2	74,0	ЗП 184-89		184,0	88,9	204,9	255,0	7203	97921	37,6	5872			
				Р		3500	123773	107,3	66,7	ЗП-190-76		190,5	76,2	204,9	255,0	8566	117653	38,77	62714			
	Д	33,57	10,5	119		Д	1589	55135	49,9	42,5		ЗП-178-102	178,0	102,0	204,9	255,0	5631	75512	39,8	45507		
	Е					2296	79672	68,3	72,1	ЗП-178-102		178,0	102,0	204,9	255,0	5631	75512	39,8	45507			
	Л					2713	94157	86,5	89,1	ЗП 184-89		3-147	184,0	88,9	204,9	255,0	7203	97921	41,6	5872		
	М					3131	108643	95,6	96,5	ЗП 184-89		3-147	184,0	89	204,9	255,0	7203	97921	41,6	5872		
	Р					3981	138086	122,4	87,70	ЗП 190-76			190,5	76,2	204,9	255,0	8566	117653	42,73	62714		
60,3	9,33	7,1	46,1	Д	ПН	450,6	6210	78,20	74,7	ЗП-86-44	3-73	85,7	44,5	179,5	204,2	1395	9321	10,54	5593			
				Е		614,7	8471	106,5	100,9													
				Л		777,8	10720	135,0	126,8													
				М		859,3	11850	149,2	139,5													
73,0	14,46	9,2	54,6	Д	ПН	698,9	11480	83,78	80,8	ЗП-105-54	3-86	104,8	54,0	179,5	229,6	1989	15985	16,41	9656			
				Е		953,3	15650	114,0	109,4											ЗП-105-51		
				Л		1206,0	19820	144,5	137,7	ЗП-111-41												
				М		1332,0	21900	159,7	151,6				111,1			41,3	179,5	229,6	2775	22790	17,18	13785
				Р		1716	28198	205,3	192,7				111,1			41,3	179,5	229,6	2775	22790	17,18	13785
88,9	18,31	9,4	70,2	Д	ПН	885,3	18450	70,24	65,7	ЗП-121-68	3-102	120,7	68,3	204,9	267,7	2613	24500	21,08	14730			
				Е		1208,0	25170	95,65	88,5											ЗП-127-65		
				Л		1530,0	31870	121,3	110,9	ЗП-127-62												
				М		1691,0	35250	134,0	121,6											ЗП-127-54		
				Р		2174	45273	172,3	153,0	ЗП-127-65												
	Д	21,79	11,4	66,1		Д	1052,0	20960	85,15				82,4	ЗП-127-65	3-108	127,0	65,1	204,9	267,7	2888	27245	25,03
	Е					1436,0	28600	116,1	111,6	ЗП-127-62												
	Л					1817,0	36210	147,2	140,6				ЗП-127-54									
	М					2011,0	40050	163,5	154,8	ЗП-140-57												
	Р					2585	51459	209,0	196,9				127,0	54,0								
Д	101,6	8,4	84,8	Д	ПН	930,0	23150	54,94	48,3	ЗП-152-83	3-122	152,4	82,6	179,5			255,0	4009	45057	23,75	27657	
Е				1269,0		31580	74,75	64,2	ЗП-152-76													
Л				1607,0		39990	94,76	79,0		ЗП-152-76												
М				1777,0		44230	104,8	85,84	ЗП-152-76													
Р				2282		56810	134,7	104,6												152,4	76,2	179,5
114,3	22,32	8,6	97,2	Д	ПН	1077	30630	50,0	42,3	ЗП-162-95-1	3-133	161,9	95,3	179,5	255,0	4113	49780	26,75	29868			
				Е		1470	41790	68,1	55,9											ЗП-162-89		
				Л		1762	52910	88,3	68,1									ЗП-162-89				
				М		2058	58520	95,4	73,6										ЗП-162-89			
				Р		2645	75194	122,6	87,9									161,9		88,9	179,5	255,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
114,3	27,84	10,9	92,7	Д	ПН	1344	36690	63,4	58,0	ЗП-162-92	3-133	161,9	92,1	179,5	255,0	4503	54588	32,98	32753
				Е		1834	50050	86,2	77,7										
				Л		2322	63370	109,4	96,7										
				М		2568	70080	120,9	105,9	ЗП-168-76									
				Р		3302	90067	155,4	131,7			168,3	76,2	179,5	255,0	6300	78016	34,08	47026
127,0	26,70	9,2	108,6	Д	ПН	1290	40910	48,2	40,3	ЗП-178-102	3-147	177,8	101,6	204,9	255,0	5631	75512	33,00	37533 45507
				Е		1759	55810	65,5	52,8										
				Л		2277	70670	83,1	64,0										
	35,80	12,7	101,6	Д		1728	51960	66,4	61,4				ЗП-178-95						
				Е		2358	70880	90,5	82,6										
				Л		2985	89750	114,7	103,1				95,3	204,9	255,0	6443	85296	43,00	

Примечание: Прочностные характеристики рассчитаны по методике API 7G.

Таблица А.3 - Размерный ряд и технические характеристики бурильных труб, изготовленных по ТУ

Тело трубы										Замковое соединение								Сборка	
Номиналь- ный размер, мм	Номиналь- ный Вес, кг/м	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Группа проч- ности	Высадка	Растягива- ющее уси- лие, кН	Крутящий момент, Нм	Внутреннее давление, МПа	Сминающее давление, МПа	Типоразмер замка	Замковая резьба	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, мм	Длина муф- ты под труб- ный ключ,	Растягива- ющее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	При- ведённая масса 1 м трубы, кг	Момент свинчивания, Нм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТУ 14-3-1849																			
73,0	14,5	9,0	55	Д	ПК	685	11322	81,8	78,6	ЗП- 92-34	3-73	92,0	34,0	179,5	204,2	1923	13646	16,0	4700 5900
				Е		935	15445	92,7	90,8										
ТУ 1324-138-00147016																			
60,3	6,8	5,0	50,3	Д	ПК	329	4856	55,0	48,3	3-86- 48	3-73	85,7	47,5	125,0	151,0	1209	8292	7,3	4975
				Е		449	6625	75,0	64,2										
73,0	9,2	5,5	62,0	Д		442	8013	50,0	42,4	3-95- 58	3-86	95,2	58,5	125,0	151,0	1644	12927	10,1	7756
				Е		603	10931	68,2	55,8										
	10,7	6,5	60,0	Д		514	9082	59,1	53,0	3-98- 57		98,4	57,2	125,0	151,0	1742	13828	11,6	8297
				Е		702	12388	80,6	70,8										
				Л		889	15695	102,1	87,6	3-105- 57		104,6	57,2	125,0	151,0	1742	14037	12,0	8422

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
88,9	13,2	6,5	75,9	Д		637	11140	48,5	40,7	3-121-73	3-102	120,7	73,1	125,0	151,0	2166	20429	14,9	12258		
				Е		869	19289	66,2	53,3												
				Л		1102	24438	83,8	64,5												
101,6	15,2	6,5	88,6	Д		736	18980	42,4	39,7	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1605	15897	17,2	9538		
				Е		1003	25891	61,8	52,8												
				Л		1271	32802	73,3	58,3												
ТУ 14-161-137																					
60,3	9,2	7,0	46,3	Д	БВ	451	6210	78,2	74,6	3П-77-34	3-65	77,0	34,0	180,0	204,0	1298	8117	10,4	2700		
				Е		615	8471	106,5	100,9												
				Л		778	10720	133,0	126,8												
73,0	11,4	7,0	59	Д	БК	580	9573	63,7	65,1	3П-86-45	3-73	86,0	44,5	180,0	204,0	1300	11876	12,7	3000		
				Е		685	11322	81,8	78,6												
	14,2	9,0	55	Д		935	15445	111,5	106,5	3П-105М-45	3-86	104,8	44,5	180	230	2315	24903	16,5	6700		
				Е		1185	19568	141,3	133,9												
				Л		1309	21629	156,2	147,4												
	14,5	9,19	54,6	Д	БН	699	11480	83,8	80,8	3П-105М-51			51	180	230	1960	21308	16,6	5890		
				Е		953	15650	114,0	109,4												
				Л		1206	19820	144,5	137,7												
				М		1332	21900	159,7	151,6												
	76,0	14,2	8,5	54	Д		683	11997	73,0	69,0	3П-105М-54			54	180	230	1780	19482	16,1	5600	
Е					931		16365	105,5	98,6												
88,9	16,0	8,0	72,9	Д	БВ	770	16529	59,7	53,7	3П-108М-45		108,0	44,5	180	230	2322	11933	18,6	6770		
				Е		1051	22547	81,4	71,8												
				Д	БК	770	16529	59,7	53,7	3П-105-53		105,0	53,0	180	230	1780	19482				
						Е	1051	22547	81,4												
				Д	БН	770	16529	59,7	53,7	3П-121М-68	3-102	121,0	67,8	180	230	2348	29662	18,7	7850		
				Е		1051	22547	81,4	71,8												
Л	1331	28564	103,1	89,0																	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	13,2	6,5	75,9	Д		637	14140	48,5	40,7	ЗП-			73	200	260	1938	24814	15,7	7000
				Е		869	1967	66,2	53,3	121М-73									
ТУ 14-161-217																			
73,0	9,2	5,5	62,0	Д	БН	442	8013	50,0	42,4	ЗП-	3-81	95,0	62,0	178	203	1626	12470	10,4	3300
				Е		603	10930	68,2	55,8	95-62									
				Л		763	13849	86,4	67,8										
ТУ 14-161-219																			
50	6,0	5,5	39	Д	БВ	291	3380	71,8	67,7	ЗП-	3-53	65,5		150	204	850	4900	6,8	1900
				Е		397	4600	103,8	96,6	65-25									2500
				Л		503	5840	122,6	113,3										
60,3	9,2	7,0	46,3	Д	БВ	444	6140	78,2	74,6	ЗП-	3-65	77,0		180	204	1100	840	10,4	3400
				Е		605	8380	106,5	100,9	77-34									4200
				Л		767	10500	133,0	126,8										
73,0	14,5	9,19	54,6	Е	БН	952	15600	68,2	55,8	ЗП-	3-81У	100,0		180	230	1750	17500	16,4	7000
				Л		1206	19800	86,4	67,8	100-51									8800
				М		1333	21900	159,7	151,6										
				Е		952	15600	68,2	55,8	ЗП-	3-83	105,5		180	230	2170	22000	17,0	9100
				Л		1206	19800	86,4	67,8	105-51-1									11000
				М		1333	21900	159,7	151,6										
				Н		1535	25200	183,7	173,7										
				Р		1712	28100	204,9	192,1										
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БК	1052	22600	81,4	71,8	ЗП-	3-83	105,5		180	230	2170	22000	18,4	9100
				Л		1333	28500	103,1	89,0	105-51-2									11000
				М		1473	31400	114,0	97,1										
	21,79	11,4	66,1	Л		1817	36200	103,1	89,0	ЗП-	3-102	127,0		205	268	3247	37000	25,6	14800
				М		2008	40000	163,5	154,8	127-54									18500
				Н		2314	46100	186,9	176,8										
127,0	26,7	9,19	108,6 2	Е		1757	55800	65,53	52,78	ЗП-	3-133	165,1		180	255	4120	62500	32,3	25000
				Л		2226	70000	83,09	63,96	165-89-1									31200
				М		2461	78100	91,82	68,96										
	41,4	15,0	97,0	Д	ТБК	1999	58000	77,1	73,6	ЗП-	3-133	165,1		230	310	4120	62500	47,3	25000
				Е		2727	79100	11,4	105,4	165-89-2									31200
				Л		3455	100300	131,7	123,7										

Приложение Б
(справочное)

Перечень документов, использованных при составлении Руководства

- [1] ГОСТ Р 54383-2011 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия
- [2] ГОСТ Р 50278-92 Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия.
- [3] ГОСТ 27834-95 Замки приварные для бурильных труб. Технические условия.
- [4] ГОСТ 28487-90 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски.
- [5] ГОСТ 4543-71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия.
- [6] Стандарт API Spec 5DP «Требования к бурильным трубам. Технические условия».
- [7] Стандарт API 7G «Руководящие указания по проектированию и режимам эксплуатации элементов буровой колонны»
- [8] Стандарт API Spec 7-2 Требования к нарезанию резьбы и контролю калибрами роторных упорных резьбовых соединений.
- [9] Стандарт ИСО 10400:1993 «Нефтяная и газовая промышленность. Формулы и расчеты по определению свойств обсадных труб, НКТ, бурильных труб и труб для трубопроводов.
- [10] Стандарт ИСО 11961:1993 «Нефтяная и газовая промышленность. Трубы стальные бурильные».
- [11] Стандарт DS-1, том 3 «Инспекция бурильных колонн»
- [12] Инструкция по расчету бурильных колонн. М., 1997 г.
- [13] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». (Утверждены приказом Федеральной службы по экономическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013г. №101).