

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЕХНОМАШ»

ОКПД2 24.20.13.190

Группа В62

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Техномаш»

«Техномаш»
«10» января 2018 г.

Лян Кэвэй



РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ВНУТРЕННИМ АНТИКОРРОЗИОННЫМ
ПОКРЫТИЕМ**

Руководство по эксплуатации

24.20.13.190-001-64732752-2018

(Вводится впервые)

Дата введения 10.01.2018 г.

РАЗРАБОТАНО

Технический директор

ООО «Техномаш»

«10» января 2018 г.

Кузнецов С.Б.

г. Невьянск
2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	7
3.1. Технические характеристики БТ	
3.2. Технические характеристики БТП	
4. МАРКИРОВКА И УПАКОВКА БТП	8
4.1. Маркировка БТП	
4.2. Упаковка БТП	
5. Транспортировка погрузка и хранение БТП	11
5.1. Транспортировка БТП	
5.2. Погрузка и разгрузка БТП	
5.3. Хранение БТП	12
6. ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БТП	15
6.1. Формирование компоновок бурильных колонн	
6.2. Требования к подготовке БТП к эксплуатации	17
6.3. Учет работы и движения парка БТП	18
6.4. Проведение спускоподъемных операций	
6.5. Рекомендации по выбору резьбовых смазок	19
6.6. Эксплуатация БТП	21
6.7. Классификация БТП по параметрам их физического износа	22
6.8. Контроль работы БТП при эксплуатации	25
6.9. Основные рекомендации по предотвращению аварийного разрушения трубных колонн	26
6.10. Дополнительные эксплуатационные ограничения БТ	27
7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	29
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОКРЫТИЙ СЕРИИ ТС ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	30

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к бурильным трубам с внутренним полимерным антикоррозионным покрытием, на жидкой и порошковой основе, выпускаемым по ТУ 1324-001-62031850-2012 и ТУ 24.20.13.190-001-64732752-2018 предприятиями группы Hilong Russia, а также иными предприятиями Hilong Group of Companies. Руководство содержит указания по рациональной и безопасной эксплуатации бурильных труб с покрытием (БТП), техническому обслуживанию, ремонту, хранению, транспортировке и оценке их технического состояния.

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

Применение защитных покрытий на внутренней поверхности бурильных труб увеличивает ресурс работы труб, а также позволяет:

- сократить гидравлические потери при перекачивании бурового раствора;
- снизить скорость отложения остатков бурового раствора, солей и продуктов коррозии на внутренней полости труб;
- ослабить эрозийное воздействие на материал бурильных труб от прокачки буровых растворов с содержанием абразивных веществ;
- применять более широкий диапазон буровых растворов с различными величинами pH;
- проводить бурение на скважинах с высокой забойным давлением и высокой температурой;
- увеличить предел коррозионной усталости материала бурильной трубы и тем самым уменьшить вероятность появления усталостных повреждений трубы;
- защитить внутреннюю поверхность трубы от различных типов коррозии, в том числе, агрессивной среды CO₂, H₂S, тем самым снижая вероятность возникновения сульфидного растрескивания под напряжением бурильной трубы;
- использовать данные БТ в качестве технологических при осуществлении соляно-кислотных обработок скважин (СКО).

Характеристики и эксплуатационные свойства отдельных типов покрытий марки Hilong, приведены в приложении А.

Руководство предназначено для персонала предприятий нефтегазодобывающего комплекса, занимающихся эксплуатацией и ремонтом скважин систем нефтедобычи и поддержания пластового давления. При проведении вышеуказанных работ, также следует руководствоваться другой действующей руководящей и нормативной документацией соответствующего назначения.

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

При выполнении всех требований данного руководства Hilong Group of Companies гарантирует надежность и качество применяемых БТП.

2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем руководстве применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

БТП – бурильные трубы, с внутренним полимерным покрытием

Замковое соединение – соединительный элемент для 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 – резьбовое соединение бурильного замка с внутренней резьбой.

Ниппель бурильного замка - резьбовое соединение бурильного замка с наружной резьбой.

Колонна бурильных труб – последовательно свинченные бурильные трубы.

Поставщик – фирма, компания, организация, осуществляющая поставку или производство БТП, 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 БТП.

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 БТП - стандарты, технические условия, технические приложения к договорам (контрактам) на изготовление и поставку БТ и БТП.

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 или покрытия, в процессе

их эксплуатации.

Полный физический износ - изменение геометрических параметров и эксплуатационных (прочностных) характеристик труб или покрытия, 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, БТ и БТП, изготовленное в условиях, считающихся одинаковыми по контролируемому показателю.

Объем партии – количество единиц изделий в партии.

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

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.1. Технические характеристики БТ

Все технические характеристики, геометрические, прочностные, иные механические показатели БТ и замков к ним, приведены в соответствующих нормативных документах, ГОСТах, регламентах, ТУ, иных международных стандартах на производство бурильной трубы. В данном руководстве эти сведения не указываются.

Изготовитель бурильной трубы несет ответственность за соответствие продукции требованиям вышеуказанных нормативных документов, согласно которым производится продукция.

3.2. Технические характеристики БТП

3.2.1. Технические характеристики БТП должны соответствовать ТУ 1324-001-62031850-2012 и ТУ 24.20.13.190-001-64732752-2018. Внутренние покрытия применимы для бурильных труб всех групп прочности, изготавливаемых, в соответствии с, как отечественных стандартов и ТУ, так и зарубежных и международных стандартов.

3.2.2. Сортамент БТ, подлежащих нанесению покрытий, включает трубы с условным наружным диаметром тела трубы – от 60 до 140 мм, длиной 6 - 13 м, а также патрубки, длиной не менее 1 м и различные переходники; с различными типами замков, как стандартных, так и двухупорных, с любой резьбой.

3.2.3. Hilong Group of Companies рекомендует наносить на переходники, патрубки и иные соединительные элементы, покрытие, идентичное тому, что наносится на основные БТ. Покрытия не наносятся на упорные торцы и уступы бурильных замков.

3.2.4. Предприятие - изготовитель БТП гарантирует соответствие покрытий, указанным в ТУ 1324-001-62031850-2012 и ТУ 24.20.13.190-001-64732752-2018 качественным показателям, в рамках срока стандартной, либо согласованной с заказчиком или потребителем, расширенной гарантии.

4. МАРКИРОВКА И УПАКОВКА БТП

4.1. Маркировка БТП

4.1.1. Первичная маркировка бурильных труб и замков производится изготовителем с целью приведения на каждом изделии данных, необходимых потребителю и обеспечения прослеживаемости.

Маркировка наносится либо ударным способом, накаткой, либо краской по трафарету, либо тем и другим вместе. Данные об изделии приводятся в единицах измерения СИ или в американской системе единиц в зависимости от требований заказа.

Содержание маркировки, наносимой ударным способом, накаткой и краской по трафарету, соответствует требованиям ГОСТ Р 50278, ГОСТ 27834, ТУ. API Spec 5DP и API Spec 7-2 в зависимости от требований заказа.

4.1.2. Изготовитель БТП повторяет маркировку завода изготовителя, краской, в случае нанесения покрытия на внешнюю поверхность БТП, добавляя собственные товарные знаки и иную информацию, по согласованию с заказчиком.

Маркировка наносится краской белого или иного цвета, содержание порядок и размер маркировки, должны соответствовать действующей документации на производство БТ, а также требованиям заказчика.

Маркировка наносится на расстоянии не менее чем 0,8 м от торца муфтового конца БТП. Маркировка одной партии должна быть одинаковой.

4.1.3. Маркировка может быть нанесена другими способами, не повреждающими полимерное покрытие и не нарушающими прочностные свойства трубы. Рекомендуется использовать маркировку, сохраняющуюся при длительной эксплуатации БТП.

4.2. Упаковка БТП

4.2.1. Резьба ниппеля и раструба (муфты) приварных замков, упорные торцы и уступы должны быть защищены от атмосферной коррозии и повреждений на всех этапах погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и установленного срока хранения при температурном воздействии в диапазоне температур от минус 46 до плюс 66 ° С, специальными металлическими, комбинированными (металл + полимер) или полимерными предохранительными деталями (колпаки и заглушки), далее по тексту – преддетали.

Конструкция преддеталей, должна обеспечивать удобство отвинчивания их в полевых условиях. При навинчивании преддеталей, упорные торцы и уступы

должны быть покрыты антикоррозионной смазкой.

Для труб, изготовленных по API Spec 5DP под преддетали должна быть нанесена смазка, пригодная для роторных соединений с заплечиками, а консервационная смазка вместо резьбовой смазки может быть нанесена, только если это указано в заказе.

Если на заводе-изготовителе БТ или БТП под предохранительные детали нанесена консервационная смазка, то на преддетали наклеиваются информационные стикеры с текстом, предупреждающим о необходимости замены консервационной смазки перед использованием труб. Эксплуатация БТ и БТП, с нанесенной на резьбы консервационной смазкой, не допускается.

4.2.2. При отгрузке в одном вагоне должны быть трубы только одной партии. Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

В одном пакете должны быть трубы только одной партии. Масса пакета труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – 3 т. Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность труб от возможных повреждений.

Для выполнения заказа в объеме (тоннаж, метраж), предусмотренном Потребителем, допускается формирование одного-двух пакетов из партии, по массе или количеству труб, меньше предусмотренных.

4.2.3. Готовые пакеты БТП комплектуются не менее чем 2-мя бирками, содержащими следующую информацию: типоразмер БТП, стандарт производства БТ, наименование производителя БТ, группу прочности, тип высадки, тип замка, изготовителя БТП, массу и длину пакета, тип покрытия, а также иную информацию по требованию Потребителя. Изготовитель БТП снабжает пакеты собственными ярлыками, дублируя информацию изготовителя БТ, дополняя собственной информацией.

Упаковка БТП осуществляется различными способами, с ложементами и без них, с увязкой проволокой или лентой, обеспечивая устойчивость к перегрузке и сохранность БТП от возможных повреждений. При всех видах упаковки, БТП укладываются муфтами в одну сторону. БТП с ложементами рекомендуется укладывать в вагон согласно таблице 1.

Таблица 1 - Схема загрузки вагона БТП

Типоразмер трубы	Ширина x высота пакета, мм	Суммарный зазор между пакетами, мм	Кол-во труб в пакете, шт.	Вес пакета, кг	Количество пакетов в вагоне, шт.	Загрузка вагона, тонн
60,3 x 7,1	540x648	119	30	3573	18	64,31
73,0 x 9,19 (95)	510x510	270	25	4623	14	64,72
73,0 x 9,19 (104,8)	560x560	30		4835	13	62,86
88,9 x 9,35 (108)	572x458	532	20	4718	13	61,33
88,9 x 11,4 (127)	532x665	160		4980	13	64,74
114,3 x 8,56	580x580	499	15	4764	13	61,93
127,0 x 9,19 (161,9)	680x510	100	12	4400	14	61,60
127,0 x 12,7 (165,1)				4505	14	63,07

5. ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОГРУЗКА И ХРАНЕНИЕ БТП

Основным принципом организации транспортировки и хранения БТП является недопустимость любого их повреждения, в том числе обусловленного временем хранения.

5.1. Транспортировка БТП

5.1.1. Транспортирование БТП должно осуществляться любым, специально оборудованным для этих целей видом транспорта соответствующей грузоподъемности. Перед транспортировкой необходимо убедиться, что резьба замков покрыта антикоррозионной смазкой и защищена предохранительными элементами.

5.1.2. При перевозке труб с места складирования (хранения) на объекты их использования и обратно должен применяться специализированный (в том числе автомобильный) транспорт, обеспечивающий механизированную погрузку и разгрузку труб. Грузовые площадки транспортного средства должны иметь не повреждающие БТП поверхности (обрезиненные или деревянные). Концы труб при транспортировке не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

При транспортировке, пакеты с БТП, либо отдельные БТП, необходимо надежно закрепить на транспортном средстве, во избежание падения, деформации и раскатывания пакетов БТП.

5.1.3. Запрещается транспортировать трубы волоком, сбрасывать их и допускать удары труб друг о друга или о металлические предметы.

5.2. Погрузка и разгрузка БТП

5.2.1. Перемещение труб на объектах их использования должно производиться с помощью поворотных кранов, вспомогательных лебедок и талей.

Для подъема и спуска БТП необходимо использовать соответствующее грузоподъемное оборудование. Запрещается использование стальных ломов без резиновых насадок для перемещения БТП.

5.2.2. При подъеме - опускании пакета с БТП необходимо использовать строповочные хомуты. Увязочные материалы – проволока или лента, не являются средствами строповки, использование их для подъема и опускания – не допускается.

Необходимо предотвратить возможную деформацию и падение БТП, при погрузке и выгрузке с транспортного средства, путем надлежащего закрепления

и соблюдения правил безопасного ведения работ при погрузочно-разгрузочных работах. Не допускаются удары БТП или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга, при этом необходимо применять специальные траверсы или стропа. Схема строповки БТП при погрузочно-разгрузочных работах приведена на рисунке 1.

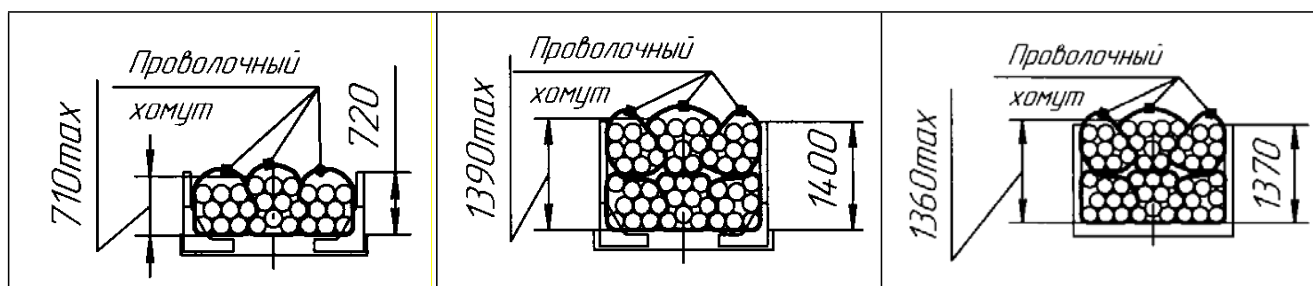


Рисунок 1 – Схема строповки труб при погрузочно-разгрузочных работах

5.2.3. После погрузки на транспортное средство БТП необходимо надежно закрепить, закрыть и дополнительно закрепить боковые стойки.

Перед выгрузкой (до открытия стоек) необходимо проверить крепление БТП. При ручной выгрузке трубы необходимо скатывать по накатам, предохраняя их от самопроизвольного раскатывания и ударов друг о друга. Схемы укладки БТП на специализированные транспортные средства представлены на рисунке 2.

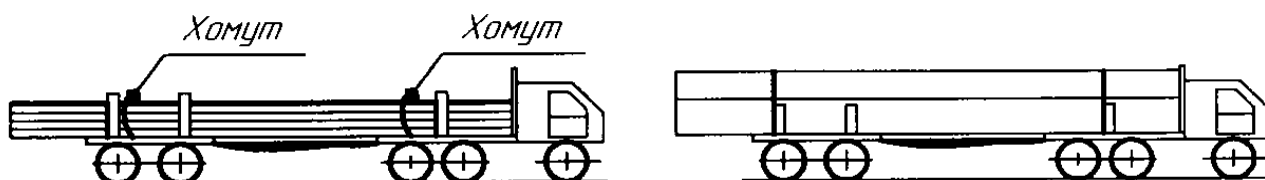


Рисунок 2 – Схемы укладки БТП на специализированные транспортные средства

5.3. Хранение БТП

5.3.1. Запрещается укладывать БТП непосредственно на землю или бетонный пол. БТП складироваются и хранятся на прочных и жестких стеллажах, отдельно по типоразмерам. На одном стеллаже должны храниться трубы одного сортамента, группы прочности, направления резьбы, типа покрытия.

5.3.2. Рабочая (опорная) поверхность стеллажей с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания БТП должна быть горизонтальной и расположена на высоте не менее 0,3 м от земли. Высота штабеля на стеллажах не должна превышать 2 м, при этом БТП закрепляются стойками во избежание

их скатывания.

5.3.3. При укладке БТП в несколько рядов, между каждым рядом должно быть проложено не менее 3-х деревянных прокладок толщиной 35-40 мм так, чтобы замковые детали труб не касались друг друга. Прокладки располагаются перпендикулярно оси труб над опорами стеллажа для предотвращения их прогиба и должны иметь на краях ограничители. БТП должны быть уложены муфтами в одну сторону. Трубы на стеллаж укладываются в соответствии с его грузоподъемностью.

5.3.4. Бракованные БТП и БТП, требующие ремонта, должны быть уложены на отдельный стеллаж и четко обозначены.

5.3.5. Запрещается складирование на штабеле БТП тяжелых предметов. Каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой, содержащей основные характеристики уложенных труб.

5.3.6. Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химически активные материалы, способные вызвать коррозию труб, замков и переводников.

5.3.7. При хранении БТП, необходимо обеспечить сохранность преддеталей. Запрещается использовать жесткие стальные инструменты (ломы) для перемещения труб.

5.3.8. Рекомендуемые схемы укладки представлены на рисунках 3 и 4.

6. ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БТП

6.1. Формирование компоновок бурильных колонн

6.1.1. В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 основными документами, регламентирующими количественный и качественный состав компоновок бурильных колонн, являются рабочие проекты, разработанные, согласованные и утвержденные в установленном ПБ 08-624-03 порядке.

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

6.1.3. 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 ПБ 08-624-03;

6.1.4. При выборе и расчете на прочность компоновок бурильных колонн для строительства горизонтальных скважин необходимо исходить из следующих положений в соответствии с ПБ 08-624-03:

- 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;

- 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;

- максимальная расчетная масса бурильной колонны не должна превышать 0,6 допустимой нагрузки на крюке;

- все поверочные и проектные расчеты бурильных колонн на прочность должны проводиться по методикам, согласованным Ростехнадзором РФ, (например: «Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин», М., 1997г.)

6.1.5. 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:

- В случае воздействия на трубные колонны и их элементы сероводорода в сочетании с рядом других неблагоприятных факторов (низкое значение рН 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}).

- При прочих равных условиях продолжительность времени до СКРН возрастает с уменьшением растягивающих напряжений, а при их величине ниже порогового значения (σ_{th}) СКРН вообще не происходит. При неправильном выборе материального и конструктивного исполнения труб их неквалифицированная эксплуатация в сероводородсодержащих средах может не позволить реализовать потенциальные возможности продукции.

- При эксплуатации БТП в условиях возможной или гарантированной среды с низким рН, обусловленной воздействием H_2S или CO_2 , необходимо осуществлять подбор покрытия ориентируясь на конкретный осложняющий фактор. Сохранение свойств внутренних покрытий в среде, непредусмотренной выбором типа покрытия, не гарантируется изготовителем БТП. Также необходимо осуществлять покрытие дополнительных переводников и патрубков, используемых в компоновке бурильных колонн, при эксплуатации в агрессивной среде.

6.2. Требования к подготовке БТП к эксплуатации

6.2.1. Подготовка БТП к эксплуатации включает следующие операции:

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

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

6.2.3. Каждому комплекту присваивается порядковый номер, и всем БТП 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 БТП не должна превышать 1 мм. Маркировку наносят на ниппельном конце БТП на хвостовике ниппеля на расстоянии от 20 до 25 мм от конической части.

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

6.2.5. Пример маркировки БТП: 20 Е10 9 42. Здесь 20 – порядковый номер комплекта, Е – группа прочности, 10 – толщина стенки, 9 – год ввода в эксплуатацию, 42 – порядковый номер трубы в комплекте.

6.2.6. Все БТП, прошедшие контрольную проверку и признанные годными для эксплуатации, включаются в действующий парк БТП предприятия (трубного подразделения).

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

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

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

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

6.3. Учет работы и движения парка БТП

6.3.1. На каждый комплект БТП составляется паспорт-журнал в двух экземплярах. БТП, 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 опись труб комплекта.

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

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

6.3.4. В паспорте-журнале ведется учет работы комплекта БТП, аварий, профилактических и ремонтных работ с ним.

6.4. Проведение спускоподъемных операций

6.4.1. Персонал, осуществляющий сборку колонн БТП, должен быть обучен и аттестован на данный вид деятельности.

6.4.2. Свинчивание замкового соединения должно производиться с замером момента. Свинчивание замковых соединений проводится с регламентированным моментом.

6.4.3. Крепить и раскреплять резьбовые соединения БТП и других элементов компоновки бурильной колонны вращением ротора запрещается.

6.4.4. При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.

6.4.5. Подводить машинные и автоматические ключи к колонне БТП разрешается только после посадки их на клинья или элеватор.

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

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

6.4.8. Во время спускоподъемных операций БТП на буровой запрещается:

- сталкивать ниппель в муфту при свинчивании БТП;
- вращать БТП (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 БТП;
- захватывать тело БТП машинными ключами;
- устанавливать челюсти ключей на армированный участок муфты замка;
- подавать на буровую и удалять с нее БТП без преддеталей;
- допускать соударения концов БТП.

6.5. Рекомендации по выбору резьбовых смазок

6.5.1. 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.

6.5.2. Требования к эксплуатационным характеристикам многокомпонентной смазки для использования с БТП 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.

6.5.3. 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.

6.5.4. Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 2.

6.5.5. 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.

Таблица 2 – Области применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
ВАЛЬМА-APINorm 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 до плюс 200 °С.
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 до плюс 200 °С.
РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-540044229-05	Для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства. Температурный диапазон от минус 50 до плюс 200 °С.
РУС-ПРЕМИУМ ТУ 0254-008-540044229-05	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

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

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

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

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

6.5.10. Если на заводе-изготовителе БТП под предохранительные детали нанесена консервационная смазка, о чём свидетельствуют информационные стикеры, наклеенные 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

6.5.11. Применение машинного, дизельного масла в качестве заменителей консистентных смазок, а также свинчивание резьб без смазки запрещается.

6.6. Эксплуатация БТП

6.6.1. С целью повышения долговечности и предотвращения заедания резьбы необходимо проводить приработку резьб новых БТП путем 3 – 5 кратного свинчивания - развинчивания с малой частотой вращения (10 – 15 об/мин), попеременно удаляя старую и нанося новую смазку.

6.6.2. 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 БТП).

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

6.6.4. При бурении пластов, содержащих сероводород, необходимо контролировать наличие сероводорода и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором. БТП, находившиеся в контакте с сероводородом, после

демонтажа перед повторным использованием должны быть подвергнуты дефектоскопии и опрессованы.

6.7. Классификация БТП по параметрам их физического износа

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

6.7.2. Замковые резьбы бракуются в случае повреждения одного и более витков, а также при выявлении вырывов и выкрашиваний, которые могут привести к заеданию 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.

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

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

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

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

6.7.5. Технические характеристики БТП 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 4.

Таблица 3 – Классификация БТП 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
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 4 – Классификация бурильных замков по износу

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
ЗП-86	83,4	81,7	84,7	82,6
ЗП-105	101,9	99,7	103,4	100,8
ЗП-111	107,7	105,5	109,3	106,6
ЗП-121	117,4	115,0	119,2	116,2
ЗП-127	123,2	120,7	125,1	121,9
ЗП-133	129,0	126,44	131,0	127,7
ЗП-152	147,4	144,4	149,7	145,9
ЗП-159	154,2	151,0	156,6	152,6
ЗП-162	157,1	153,9	159,6	155,5
ЗП-165	160,0	156,8	162,5	158,4
ЗП-168	163,0	159,6	165,5	161,3
ЗП-178	172,7	169,1	175,3	170,9
ЗП-184	178,5	174,8	180,3	175,6
ЗП-190	184,3	180,5	187,1	182,4

6.7.6. 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 5.

6.7.7. При необходимости аналогичным образом определяют суммарную степень износа (критерий «Н») резьбы обеих замковых деталей перед их непосредственным свинчиванием на буровой. В этом случае после установки ниппеля в муфту, верхняя замковая деталь поворачивается (в сторону развинчивания) относительно нижней (например, с помощью машинного ключа до момента, при котором происходит скачкообразное осевое перемещение ниппеля в муфту) (таблица 5).

6.7.8. Классификация изношенных стальных бурильных труб, изготовленных по АРІ, производится аналогично трубам, изготовленным по ГОСТ.

Таблица 5 – Классификация замковых резьб по износу критерием «Н»

В миллиметрах

Обозначение замковой резьбы	Число ниток на длине резьбы 25,4	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
3-66	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-73	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-76	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-86	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-88	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-101	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-102	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-108	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-117	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-121	5	1:4	I	18	15	12	18	12,5	9
3-122	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-133	4	1:6	IV	28	23	20	28	19,5	14
3-140	4	1:4	I	18	15	12	18	12,9	9
3-147	4	1:6	III	34,5	29	25	34,5	24	18
3-152	4	1:6	III	34,5	29	25	34,5	24	18
3-161	4	1:6	III	34,5	29	25	34,5	24	18

6.8. Контроль работы БТП при эксплуатации

6.8.1. В сроки, установленные ГТН и графиками профилактических работ на буровой, необходимо проводить дефектоскопию и опрессовку БТП, определять износ замковой резьбы путем замера расстояния между опорными торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания, замерять диаметр наружной поверхности замков и БТП, 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.

6.8.2. 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.

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

6.8.4. При эксплуатации труб необходимо определять следующие нагрузки, действующие на трубу с ошибкой не выше 5%:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую силу;
- крутящий момент;
- кривизну труб (искривление скважины);
- давления среды (внутреннее, наружное);
- число оборотов (циклов), затяжек, посадок, клинков, СПО и других переменных нагрузок, а также:
 - температуру среды;
 - удельный вес среды;
 - коррозионно-активные компоненты среды.

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

6.8.5. О всех отказах, авариях, отбраковках, связанных с качеством БТ со

общается заводу-изготовителю БТ, связанных с БТП - заводу-изготовителю БТП.

6.9. Основные рекомендации по предотвращению аварийного разрушения трубных колонн

6.9.1. 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.

6.9.2. В качестве профилактических мер по снижению степени рисков аварийного разрушения трубных колонн, используемых при строительстве и капитальном ремонте скважин, необходимо строго руководствоваться положениями раздела 6 данного Руководства.

6.9.3. 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 нефтяного 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 БТП;
- осуществлять контроль действующих нагрузок, особенно крутящего момента;
- свинчивать соединение ключами, оснащенными динамометрами;
- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия в профилактической карте по безаварийному ведению работ на буровой;
- обеспечить выполнение требований раздела 6 «Рекомендации по рациональной эксплуатации труб» данного Руководства.

6.10. Дополнительные эксплуатационные ограничения БТП

6.10.1. Покрытия БТП должны выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в диапазоне температур:

- при транспортировке, погрузочно-разгрузочных работах, спускоподъемных операциях – от минус 40 до плюс 60 °С;
- при хранении от минус 50 до плюс 60 °С.

6.10.2. Величина верхнего предела температуры эксплуатации БТП регламентируется типом покрытия, указана в приложении А.

6.10.3. Проведение любых операций с использованием канатной техники является потенциально опасным для внутреннего покрытия. Если данные работы через БТП неизбежны, необходимо соблюдать следующие процедуры, минимизирующие возможные повреждения покрытий:

- инструменты, спускаемые в колонну и, соединительные канатные муфты, должны иметь плавные контуры обтекаемой формы. Не допускается применение инструментов с острыми углами;
- все виды работ по спуску инструмента на тросах через колонну БТП должны осуществляться на скоростях менее 30 м/мин;
- вовремя спускаподъема инструментов на тросах через колонну БТП, должно обеспечиваться постоянное натяжение троса без его провисания, с контролем веса на индикаторе;
- не допускается свободное падение инструментов;
- разрешается применение только одножильных, без оплетки, канатов и тросов; если используется трос плетеной конструкции, то в нем не должно быть соединений или заусенцев, вырывов и нарушений целостности.

6.10.4. Срок службы БТП зависит от условий эксплуатации. При каждом подъеме оценивается фактическое состояние покрытия.

При неудовлетворительном состоянии покрытия и нормальном состоянии стальной трубы, после длительной эксплуатации БТП, трубы пригодны для нанесения нового покрытия, после соответствующих процедур неразрушающего контроля и механических испытаний и удалении остатков старого покрытия.

6.10.5. При шаблонировании колонны БТП, допускается применение оправок из твердых пород дерева и пластмасс, запрещается использование металлических оправок.

6.10.6. Не допускается использование любых металлических инструментов, тяжелых, в том числе, с острыми углами, грубое механическое воздействие на поверхность покрытия; это является потенциально опасным для целостности покрытия.

6.10.7. Запрещаются также чрезмерные нагрузки на наружные поверхности БТП, удары, кручения и иные, превышающие допустимые значения для конкретных типов покрытий (стойкость к прямому удару и эластичность).

6.10.8. Эксплуатационные характеристики покрытий для БТ, приведены в приложении А.

7. 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 БТП, не противоречащих положениям Руководства по эксплуатации её изготовителя и ПБ 08-624-03.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОКРЫТИЙ СЕРИИ ТС ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Свойства	ТС2000	ТС2000SS	ТС2000P
Материал покрытия	жидкое эпоксидно-фенольное	жидкое эпоксидно-фенольное	порошковое эпоксидное на основе модифицированной смолы - новолак
Основные характеристики	<ul style="list-style-type: none"> - высокая износостойкость; - высокая абразивостойкость; - высокая адгезия (не менее 10 Мпа); - высокая стойкость к коррозии в химических средах (бензин, керосин, нефть); - защита от питтинговой коррозии; - улучшение гидравлического КПД 	<ul style="list-style-type: none"> - высокая износостойкость; - высокая абразивостойкость; - высокая адгезия (не менее 10 Мпа); - высокая стойкость к коррозии в химических средах (бензин, керосин, нефть); - защита от питтинговой коррозии; - улучшение гидравлического КПД 	<ul style="list-style-type: none"> - высокая износостойкость; - высокая абразивостойкость; - высокая адгезия (не менее 10 Мпа); - высокая стойкость к коррозии в химических средах (бензин, керосин, нефть); - защита от питтинговой коррозии; - улучшение гидравлического КПД
Поверхность покрытия	<ul style="list-style-type: none"> - гладкая; - однородная; - матовая; - без подтеков и шагрени; - увеличивает скорость потока бурового раствора; - уменьшает износ стенки трубы 	<ul style="list-style-type: none"> - гладкая; - однородная; - без подтеков и шагрени; - увеличивает скорость потока бурового раствора; - уменьшает износ стенки трубы 	<ul style="list-style-type: none"> - гладкая; - однородная; - без подтеков и шагрени; - увеличивает скорость потока бурового раствора; - уменьшает износ стенки трубы
Температурная стойкость, °С (максимальная температура кратковременных воздействий)	170	204	204
Толщина покрытия, мкм	150-250	150-250	175-375
Рекомендованная среда	естественный и синтетический буровой раствор	среда, содержащая H ₂ S и CO ₂	среда, содержащая H ₂ S и CO ₂
Сфера применения	в различных циркуляционных системах бурового раствора, при широком диапазоне температур и различных условиях рН	в различных циркуляционных системах бурового раствора, при высокой температуре и давлении природного газа, с высоким содержанием H ₂ S и CO ₂	в повышенной абразивной среде, в среде с высоким газообразованием и высоким содержанием H ₂ S и CO ₂ , высокой температурой и высоким давлением