

УТВЕРЖДЕН

Приказом ООО «Славнефть-

Красноярскнефтегаз»

от «07» декабря 2023 г. № 1470

Введен в действие с «07» декабря 2023 г.

**РЕГЛАМЕНТ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА
ООО «СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»**

**УЧЕТ ДВИЖЕНИЯ, ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ,
ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ**

№ П1-01.05 РГБП-0001 ЮЛ-428

ВЕРСИЯ 2



СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
	НАЗНАЧЕНИЕ	4
	ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	4
	ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ	4
2.	ГЛОССАРИЙ	5
2.1.	ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	5
2.2.	РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	5
2.3.	ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА	5
2.4.	СОКРАЩЕНИЯ	5
3.	УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА	9
4.	ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	10
5.	УЧЕТ НКТ, ПЕРЕВОДНИКОВ И ПАТРУБКОВ	11
5.1.	ПРИЕМКА, ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ И ХРАНЕНИЕ НОВЫХ НКТ	11
5.2.	ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ НКТ ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ТКРС И БУРЕНИЮ СКВАЖИН	12
5.3.	ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НКТ	13
5.4.	ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ НОВЫХ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ	13
5.5.	СПИСАНИЕ НКТ	15
5.6.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ФОНДОВЫМИ НКТ, ПАТРУБКАМИ, ПЕРЕВОДНИКАМИ	17
5.6.1.	ФОРМИРОВАНИЕ ПОДВЕСКИ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ	17
5.6.2.	СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ НКТ	19
5.6.3.	ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ И ПЕРЕВОДНИКАМ	19
5.7.	ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ	23
5.7.1.	ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В БУРЕНИИ	23
5.7.2.	ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В РЕМОНТЕ	24
5.7.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТУ ПРИ ЗАВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ	28
6.	ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ ПРИ ЗАВОЗЕ – ВЫВОЗЕ, ОТБРАКОВКЕ, РАССЛЕДОВАНИЮ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ	30
6.1.	ФУНКЦИИ ЦДНГ ПРИ ЗАВОЗЕ - ВЫВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ	30
6.2.	ПОРЯДОК ПОЛНОЙ ИЛИ ЧАСТИЧНОЙ ЗАМЕНЫ ПОДВЕСКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НКТ НА НОВУЮ ИЛИ ИСПОЛЬЗОВАННУЮ	31
6.3.	РАССЛЕДОВАНИЕ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ, НЕ ОТРАБОТАВШИХ ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК	32
6.4.	ПОГРУЗО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ	35
6.5.	СПУСКО - ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ	35
6.6.	ОТБРАКОВКА НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНЕ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЛАДКИХ И РЕЗЬБОВЫХ КАЛИБРОВ	37
6.6.1.	ОСОБЕННОСТИ ОТБРАКОВКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНЕ	37

Права на настоящий ЛНД принадлежат ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».



6.6.2. ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ	38
6.6.3. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО	38
6.7. ХРАНЕНИЕ НКТ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ	42
6.8. МАРКИРОВКА	43
7. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НКТ	45
8. ССЫЛКИ	60
9. ПРИЛОЖЕНИЯ	62

Права на настоящий ЛНД принадлежат ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».



1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящий Регламент бизнес-процесса устанавливает требования к единому порядку приобретения, подготовке к эксплуатации, учету движения, отбраковки, переводу в материалы и металлолом фондовых насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников, предназначенных для использования в эксплуатационных скважинах ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», а также устанавливает порядок взаимоотношений между структурными подразделениями и Подрядными организациями ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при бурении и проведении текущего и капитального ремонта скважин в части учета движения, порядка применения и эксплуатации насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников.

Настоящий Регламент бизнес-процесса разработан в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб».

Настоящий Регламент бизнес-процесса разработан применительно к сортаменту насосно-компрессорных труб, выпускаемых по ГОСТ 31446-2017, API 5CT, резьба в соответствии с ГОСТ 633-80, API 5CT.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящий Регламент бизнес-процесса обязателен для исполнения работниками ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»:

- управления логистикой и складским комплексом;
- управления по снабжению материально-техническими ресурсами;
- управления добычи нефти и газа;
- укрупнённого нефтепромысла;
- управления по организации буровых работ.

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями по бурению, испытанию и освоению скважин, а также по текущему и капитальному ремонту скважин, участвующих в движении фондовых насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников, принадлежащих ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», с подрядными организациями, оказывающими услуги бухгалтерского и налогового учета, обязаны включать в договоры соответствующие условия, требуемые для соблюдения подрядной организацией требований настоящего Регламента бизнес-процесса.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящий Регламент бизнес-процесса является локальным нормативным документом постоянного действия.



2. ГЛОССАРИЙ

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящем Регламенте бизнес-процесса используются термины Корпоративного глоссария: *Информационная система, Материально-ответственное лицо, Материально-технические ресурсы (МТР), Нормативный документ, Структурное подразделение.*

2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящем Регламенте бизнес-процесса используются роли Корпоративного глоссария: *Подрядная организация (Подрядчик), Поставщик.*

2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ	— тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу.
ИЗГОТОВИТЕЛЬ	— организация, отвечающая за производство труб нефтяного сортамента, соответствующих установленным требованиям, и несущая ответственность за соответствие им изделия.
ПАТРУБОК	— патрубок, приобретенный по договору поставки или изготовления, идентичный по своим характеристикам насосно-компрессорным трубам.
ПЕРЕВОДНИК	— переводник для насосно-компрессорной трубы, предназначенный для соединения между собой насосно-компрессорных труб разных диаметров, а также подземного оборудования, имеющего присоединительные концы с резьбой насосно-компрессорных труб.
ПОДВЕСКА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ	— спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы, переводники, патрубки, определенной компоновки, длины, размера обеспечивающие работу скважины в заданном технологическом режиме.
ФОНДОВАЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНАЯ ТРУБА	— насосно-компрессорная труба, предназначенная для использования в эксплуатационных скважинах и не предназначенная для проведения технологических операций при ремонте скважин и/или использования в иных целях.

2.4. СОКРАЩЕНИЯ

АСПО	— асфальто-смолопарафиновые отложения.
БКП	— база конечного поступления.



Б/У	—	бывшие в употреблении.
ЕТТ	—	Единые технические требования Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».
ИС «ПОДВЕСКА НКТ 3.0»	—	информационная система «Подвеска НКТ 3.0» (регистрационный номер 018).
КОМПАНИЯ	—	группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества.
КСИ	—	коррозионностойкое исполнение.
ЛИ	—	лабораторные испытания.
МАСТЕР ПРР	—	мастер погрузочно-разгрузочных работ.
МОЛ	—	материально-ответственное лицо.
МТР	—	материально-технические ресурсы.
НКБ	—	безмуфтовая насосно-компрессорная труба.
НКТ	—	насосно-компрессорные трубы.
НКТН	—	гладкая насосно-компрессорная труба.
НКТП	—	насосно-компрессорная труба с различным типом покрытия.
ОБЩЕСТВО	—	общество с ограниченной ответственностью «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ОЛ	—	ответственное лицо.
ОС – 15	—	акт о приемке-передачи оборудования в монтаж (унифицированная форма № ОС-15, установленная Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции).
ОС	—	основные средства.
ПДК	—	постоянно действующая комиссия по расследованию причин аварий в процессе строительства, восстановления и ремонта.



ПДС	—	производственно-диспетчерская служба ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ПТОДНГ	—	производственно-технический отдел добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
СПО	—	спуско-подъемные операции.
СУПЕРВАЙЗЕР	—	один или несколько представителей структурного подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», отвечающие за контроль проведения технологических процессов, связанных с ремонтом и эксплуатацией нефтегазовых скважин и оборудования.
ОТКРС	—	отдел текущего и капитального ремонта скважин.
ТКРС	—	текущий и капитальный ремонт скважин.
ТМЦ	—	товарно-материальные ценности.
ТТН	—	товарно-транспортная накладная.
УДНГ	—	управление добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УЛИСК	—	управление логистикой и складским комплексом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УНП	—	укрупненный нефтепромысел ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УОТП	—	участок обеспечения трубной продукцией цеха добычи нефти и газа укрупненного нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УСМТР	—	управление по снабжению материально-техническими ресурсами ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УЭЦН	—	установка электроцентробежного насоса, включающая в себя секции электроцентробежного насоса, погружного электродвигателя, гидрозащиту, газосепаратор, прочие узлы установки электроцентробежного насоса, протекторы кабеля, кабельную линию, наземное электрооборудование.
ЦДНГ	—	цех добычи нефти и газа укрупненного нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЭП	—	эксплуатационная подвеска.
ЭТК	—	элементы трубных колонн (переводники, патрубки технологические, подвесные и подгоночные).





3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА

В выполнении процедур, указанных в настоящем Регламенте бизнес-процесса, участвуют:

- УДНГ;
- УОТП;
- Подрядная организация по ТКРС;
- Подрядная организация по бурению скважин;
- Отдел по работе с механизированным фондом;
- Технологическая служба УНП;
- ОТКРС;
- ЦДНГ;
- УЛиСК;
- УСМТР.



4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Основанием для приобретения новых НКТ является расчетная потребность. СП Общества, ответственным за расчет и оформление заявок на закупку новых НКТ, является ПТОДНГ.

Количественный учет НКТ МОЛ УОТП осуществляется подвесками с указанием типоразмера трубы.

4.2. Оперативный учет новых НКТ в УДНГ до спуска в скважину ведется в трех единицах измерения: штуках, метрах и тоннах с указанием типоразмера НКТ. После спуска в скважину все НКТ учитываются в тоннах. Показатели «штуки» и «тонны» могут быть введены в качестве дополнительных измерителей, в бухгалтерском учете НКТ отражается в составе подвесок.

4.3. Все данные оперативного учета, связанные с перемещением НКТ и насосных штанг, отражаются (заносятся) МОЛ УОТП в электронную таблицу (Excel) свободной формы.

4.4. Условия приемки, поставки, хранения и эксплуатации НКТ должны соответствовать требованиям РД 39-136-95 и настоящего Регламента бизнес-процесса.

4.5. УДНГ, ответственное за эксплуатацию и движение НКТ в Обществе, контролирует:

- ресурс эксплуатации НКТ по коррозии;
- ресурс по индивидуальным особенностям скважин;
- срок дальнейшей службы НКТ в скважине.

4.6. ПТОДНГ совместно с УОТП осуществляет разработку технических требований, внедрение новых технологий и организацию работ, обеспечивающих достижение максимальной эффективности и безаварийной эксплуатации НКТ.



5. УЧЕТ НКТ, ПЕРЕВОДНИКОВ И ПАТРУБКОВ

5.1. ПРИЕМКА, ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ И ХРАНЕНИЕ НОВЫХ НКТ

5.1.1. Новые НКТ, патрубки поступают на собственные склады БКП УЛиСК, где кладовщиком производится приемка поступивших на склад МТР по количеству и качеству. Приемка осуществляется в учетных единицах измерения, указанных в требовании-накладной М-11 (форма установлена Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции). В случае выявления недостат и/или дефектов по поступившим МТР и оборудованию кладовщик УЛиСК оформляет Акт общей формы ([Приложение 1](#)), кладовщик УОТП при выявлении недостат и/или дефектов по поступившим МТР оформляет Акт приёмки насосно-компрессорных труб по качеству ([Приложение 2](#)). Дальнейшее отражение поступления на склады БКП УЛиСК выполняется в соответствии с требованиями Положения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428 «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов».

5.1.2. Приобретенные новые НКТ, предназначенные для добычи нефти и газа или подлежащие передаче для установки в строящихся скважинах, хранящиеся на складах, учитываются на счете 08.04 «Оборудование, не требующее монтажа» до момента их признания в качестве объектов основных средств.

5.1.3. Все приобретенные Обществом НКТ, патрубки, переводники поступают на склады БКП УЛиСК. В дальнейшем передаются и перемещаются на площадку УОТП в порядке, предусмотренном Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428 «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов». Передача насосно-компрессорных труб, патрубков, переводников на площадку УОТП дополнительно оформляется Актом приёмки насосно-компрессорных труб по качеству.

5.1.4. НКТ рекомендуется хранить в складских помещениях, при их отсутствии допускается хранение на специально подготовленных открытых стеллажных площадках. Трубы укладываются на стеллажи. На каждом стеллаже укладываются пачки НКТ одного собственника и имеющие одинаковые технических характеристики: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности. На каждую пачку вешается бирка с обязательным указанием даты поступления, марки, номеров сертификатов.

5.1.5. Поступающая на площадку УОТП новая НКТ перед вводом в эксплуатацию проходит обязательный, выборочный инструментальный контроль с целью проверки на соответствие сертификату качества и доведения её до готовности к эксплуатации.

5.1.6. После прохождения входного контроля партии НКТ ОЛ УОТП вносит данные по каждому пакету с указанием номеров НКТ, прошедших входной контроль, в ИС «Подвеска НКТ 3.0».

5.1.7. Патрубки и переводники учитываются в составе материалов, приобретенных по расширенному плану закупок.

5.1.8. Основанием для ввода НКТ в эксплуатацию в составе основных средств (без дальнейшей консервации), является форма № ОС-1 (установленная Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции), и окончание операций, связанных с



проведением входного контроля партии НКТ, подтвержденное актом приёмки насосно-компрессорных труб по качеству, подписанным со стороны МОЛ УОТП.

5.1.9. Акт о приеме - передаче объектов ОС (форма № ОС-1) и акт о приеме-передаче групп объектов ОС (форма №ОС-16) (установленная Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции), оформляется МОЛ УОТП.

5.1.10. Плановую потребность НКТ, патрубков в объемах и номенклатуре оборудования для обеспечения работ определяет ПТОДНГ.

5.1.11. Партия НКТ, требующая консервации на срок более 3-х месяцев после принятия к учету, относится к степени использования ОС как «на консервации более 3-х месяцев».

5.1.12. Партия НКТ, готовая к эксплуатации после принятия к учету, относится к степени использования ОС как «введено в эксплуатацию».

5.1.13. Контроль за использованием основных средств осуществляет МОЛ УОТП на основании данных бухгалтерского и оперативного учета, а также технической документации.

5.1.14. Ответственный за ведение оперативного учета – кладовщик УОТП.

5.1.15. Поставляемые НКТ, муфты должны соответствовать по точности и качеству ГОСТ 31446, API 5CT, параметры и размеры резьбовых соединений форма и размеры профиля резьбы в соответствии с техническими требованиями ГОСТ 633-80, API 5CT и ЕТТ. Погрешность измерений длин труб должна составлять 0,03м. Основные технические характеристики и сортамент НКТ приведен в Типовых требованиях Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб». Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение НКТ, муфт должны соответствовать ГОСТ 10692-2015. Подробно маркировка труб, муфт описана в ЕТТ.

5.2. ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ НКТ ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ТКРС И БУРЕНИЮ СКВАЖИН

5.2.1. Передача НКТ, патрубков и переводников в Подрядную организацию по бурению скважин и ТКРС для исполнения ими своих договорных обязательств, осуществляется МОЛ УОТП на основании своевременной поданной заявки на завоз-вывоз НКТ, патрубков и переводников ([Приложение 3](#)).

5.2.2. Передача оборудования Подрядной организации по бурению скважины и ТКРС от УОТП осуществляется по акту формы № ОС – 15.

5.2.3. Ответственность, за своевременное и качественное оформление документов по учету, движению оборудования, переданного для оказания услуг по бурению и ремонту скважин, несут ОЛ Подрядных организаций по бурению скважин и ТКРС в соответствии с заключенными договорами.

5.2.4. Ответственность за организацию работы по учету и соблюдению настоящего Регламента бизнес-процесса возлагается на работников ПТОДНГ, назначенных в качестве лиц, ответственных за учет движения НКТ, патрубков и переводников.



5.3. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НКТ

5.3.1. Инвентаризация НКТ должна проводиться в соответствии с:

- приказом Минфина России от 13.06.1995 № 49 «Об утверждении Методических указаний по инвентаризации имущества и финансовых обязательств»;
- Положением «ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции.
- Методическими указаниями ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № ПЗ-07 М-0070 ЮЛ-428 «Инвентаризация активов и обязательств»

5.3.2. В случае расхождения фактических данных при подъеме/спуске НКТ со скважины по длине более чем на 0,1% или в штуках с актом замера при спуске/подъеме НКТ предыдущего ремонта, в течение 24-х часов, комиссией в составе: ОЛ УОТП, мастера Подрядной организации по ТКРС, представителя супервайзинга, должно быть проведено служебное расследование с составлением Акта расследования расхождения количества НКТ ([Приложение 4](#)).

5.3.3. В случае расхождения фактических данных при подъеме/спуске НКТ со скважины по длине менее чем на 0,1%, а в штуках без изменений с актом замера при спуске/подъеме НКТ предыдущего ремонта, в электронной таблице (Excel) остаются данные предыдущего ремонта.

5.4. ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ НОВЫХ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ

5.4.1. Входной контроль партии НКТ, патрубков и переводников проводится с целью проверки на соответствие сертификату качества.

5.4.2. Выборочный входной контроль вновь поступивших НКТ, патрубков и переводников осуществляется на трубной площадке, специалистами УОТП, с применением калибров для резьбовых элементов НКТ. Проверяется маркировка, количество, вес, резьбовые элементы. Контроль основных параметров резьбовых соединений, выполняется по ГОСТ 31446-2017.

5.4.3. Трубы стандартного исполнения, а также НКТП и НКТ в коррозионностойком исполнении предъявляются для входного контроля партиями не менее 1% от объема поставки из партии и каждой плавки.

5.4.4. Партия должна состоять из НКТ одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности, указанных в Типовых требованиях Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб», одного типа покрытия при поставке НКТ с покрытием, одного типа резьбовых соединений для НКТ различных исполнений и сопровождаться единым документом (сертификатом качества) по установленным требованиям, содержащим следующую информацию:

- наименование фирмы – изготовителя НКТ;
- номер заказа;
- информацию о грузоотправителе и грузополучателе;
- обозначение или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условный диаметр НКТ и толщину стенки в миллиметрах, длину НКТ в метрах, мм;
- группу прочности;



- тип резьбового соединения;
- номера плавок, номера партий;
- тип покрытия (внутреннего, наружного), при наличии;
- номера пакетов НКТ (индивидуальный для каждого пакета) и диапазон номеров НКТ в каждом пакете (от и до для каждой плавки);
- механические свойства и вид термообработки;
- марку стали, и химический состав стали (массовую долю серы и фосфора для всех входящих в партию плавок);
- тип муфты (фосфатированная, оцинкованная, с содержанием хрома);
- тип и марку резьбоуплотнительной смазки на резьбовых частях НКТ;
- общее количество НКТ и информацию по количеству НКТ в каждом пакете;
- общий метраж НКТ и информацию по общему метражу каждого пакета НКТ, м;
- группу длин (для НКТ исполнения Б), массу НКТ в килограммах;
- вид исполнения (для НКТ исполнения А);
- общий вес и вес каждого пакета НКТ, кг;
- дата изготовления, результаты контроля качества, запись о соответствии поставляемой продукции, требованиям ЕТТ;
- диапазон номеров НКТ (от – до для каждой плавки);
- результаты испытаний;
- гарантийный срок эксплуатации;
- обозначение НД по, которому произведена продукция.

5.4.5. Для НКТ с различным типом покрытия дополнительно:

- наименование фирмы – по нанесению покрытия;
- тип покрытия НКТ;
- наличие покрытия на торцах, внешней фаски и первых трех витках ниппеля НКТ, а также в межниппельном пространстве муфты;
- результаты ЛИ покрытий на соответствие заявленным характеристикам.

5.4.6. Для НКТ со специальными свойствами (КСИ), с содержанием хрома в стали 9-13% дополнительно:

- содержание легирующих элементов (хрома (Cr));
- наименование типа резьбового соединения;
- геометрические параметры резьбы;
- предельно-допустимые допуски по натягам резьб при проверке мерительными инструментами.

5.4.7. Качество поверхностей НКТ и муфт должно соответствовать Типовым требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб».

5.4.8. Резьбовые соединения труб, муфт, ЭТК должны быть защищены от повреждений предохранительными деталями. Конструкция предохранительных деталей должна исключать их самопроизвольное отвинчивание и загрязнение внутренней поверхности и резьбовой части НКТ при транспортировании любым видом транспорта. Все предохранительные детали должны выступать за края торцов труб и муфт не менее чем на 10 мм. При навинчивании



предохранительных деталей, резьбовые части, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты сертифицированной резьбоуплотнительной смазкой.

Все вышеперечисленные требования обязательны для контроля при эксплуатации НКТ с различными осложняющими факторами, а также для улучшения качества учета НКТ в ИС «Подвески НКТ 3.0».

5.5. СПИСАНИЕ НКТ

5.5.1. Списание НКТ с баланса производится в соответствии с Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции.

5.5.2. УОТП составляет Реестр отбракованных НКТ ([Приложение 5](#)) с указанием дефектов и фактического количества отбракованных НКТ, с рекомендациями перевода в материалы, металлолом. МОЛ УОТП в срок до 15 числа месяца, следующего за отчетным, представляет их на рассмотрение Комиссии по приемке-списанию основных средств Общества, созданной на основании Положения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции. Состав Комиссии по приемке-списанию основных средств Общества утверждается распорядительным документом по Обществу.

5.5.3. Для расчета веса технологических обрезков НКТ применяется Методика расчета удельного веса технологических обрезков труб НКТ ([Приложение 6](#)).

5.5.4. Реестр отбракованных НКТ подписываются Комиссией по отбраковке НКТ, патрубков и переводников, утвержденной приказом по Обществу. Председателем Комиссии по отбраковке НКТ, патрубков и переводников является начальник УДНГ. В состав Комиссии по отбраковке НКТ, патрубков и переводников входят начальник ПТОДНГ и начальник ЦДНГ.

5.5.5. Списание пришедших в негодность НКТ производится в результате их физического износа и оформляется документами согласно акту о списании объектов основных средств формы № ОС-4 или № ОС-4б с приложением акта технического обследования формы № ОА-2, приходного ордера формы М-4 (данные формы утверждены Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции). Акт о списании объектов основных средств, а также акт технического обследования подписываются Комиссией по отбраковке НКТ, патрубков и переводников, утвержденной приказом по Обществу.

5.5.6. При замене элементов подвески НКТ МОЛ УОТП оформляет Акт о разделении объектов ОС (форма утверждена Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции) с внесением соответствующих изменений в форму ОС-1.

5.5.7. Акты технического обследования (форма № ОА-2) подписываются Комиссией ЦДНГ по обследованию ОС для списания, назначенной приказом Общества. В состав Комиссии ЦДНГ по обследованию ОС входят: начальник/заместитель начальника ЦДНГ, начальник/заместитель начальника УОТП, механик ЦДНГ, кладовщик УОТП. Комиссия ЦДНГ по обследованию ОС для списания определяет, на основании произведенного осмотра ОС (НКТ забитая АСПО и другими отложениями), фактическое количество приходуемых



материалов (тонн), с отражением данной информации в Акте о списании объекта ОС (форма № ОС-4) и Акте о списании групп ОС (форма № ОС-4б).

5.5.8. Оприходование НКТ от списания основного средства, очищенных от АСПО и других отложений в виде НКТ (б/у) и лома черных металлов, производится в тоннах по фактическому весу отбракованных НКТ и муфт согласно дефектной ведомости. В Акте технического обследования формы № ОА-2 проставляются данные по оприходованию НКТ б/у согласно дефектной ведомости.

5.5.9. На основании дефектных ведомостей и актов формируется акт технического заключения о непригодности [\(Приложение 9\)](#) НКТ к дальнейшей эксплуатации, проводится контрольное взвешивание для определения фактического веса и подписывается членами Комиссии ЦДНГ по обследованию ОС для списания, назначенными приказом по Обществу. В ИС «Подвески НКТ 3.0» отбракованные НКТ относятся к категории (лом, отходы стальные 5А).

5.5.10. На основании Акта технического заключения о непригодности НКТ, МОЛ оформляют документы на списание НКТ согласно Регламенту бизнес-процесса Компании № П2-02 Р-0375 «Управление запасами материально-технических ресурсов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы», а также Положения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции. Далее пакет документов предоставляется на рассмотрение и утверждение постоянно действующей Комиссии по приемке-списанию основных средств.

5.5.11. Списание НКТ забитых АСПО и другими отложениями производится партиями. Партией НКТ забитой АСПО и другими отложениями считается пакет НКТ. Оприходование НКТ забитых АСПО и другими отложениями в виде НКТ (б/у) и лома черных металлов, производится в тоннах расчетным способом по фактической длине и толщине стенки НКТ, которая определяется прибором типа толщиномер, в соответствии с утвержденными расчетами массы при списании НКТ б/у с АСПО и другими отложениями [\(Приложение 7\)](#).

5.5.12. Комиссия по приемке-списанию основных средств, совместно с ответственным лицом УОТП ЦДНГ, при осмотре НКТ забитой АСПО и другими отложениями определяет среднюю толщину стенки каждого пакета НКТ с помощью толщиномера. Для определения средней толщины стенки из пакета произвольно выбираются три трубы, на которых производится замер толщины стенки. Замер производится в шести точках (три со стороны муфты и три со стороны ниппельной части). Каждая НКТ, прошедшая измерение, отмечается краской на муфте, а также в месте проведения замера. По результатам шести измерений, средняя величина заносится в сводный реестр отбракованных труб, который прикладывается к Акту технического обследования основных средств (форма № ОА-2).

5.5.13. После проведения измерений и занесения результатов в сводный реестр отбракованных труб, МОЛ готовит бирки на каждый пакет и закрепляет их со стороны муфтовой части. На бирке указывается следующая информация:

- дата измерения;
- типоразмер НКТ;
- номер пакета;
- количество штук в пакете;
- количество метров в пакете;
- количество тонн без учета АСПО и других отложений в пакете.



5.5.14. Ответственность за своевременное, качественное оформление и составление документов по учету НКТ, достоверность данных, содержащихся в документах, внесение данных в ИС «Подвески НКТ 3.0» и своевременную передачу документов для отражения в бухгалтерском учете и статистической отчетности несут МОЛ УОТП.

5.6 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ФОНДОВЫМИ НКТ, ПАТРУБКАМИ, ПЕРЕВОДНИКАМИ

При освоении, капитальном, текущем ремонте скважин *запрещается производство технологических операций на фондовой НКТ*, а также использование НКТ, патрубков и переводников не по назначению и не в соответствии с настоящим Регламентом бизнес-процесса без согласования начальника УДНГ либо его заместителя, либо назначенного распорядительными документами ответственного за использование фондовых НКТ по УДНГ.

НКТ, муфты, патрубки и переводники, предназначенные для эксплуатации в скважинах Общества, должны соответствовать Типовым требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб» и настоящему Регламенту бизнес-процесса.

Предельные отклонения по размерам, химическим составам, покрытиям на НКТ и муфтах, патрубках и переводниках должны соответствовать требованиям ГОСТ 31446-2017, при этом допустимые отклонения могут дополнительно согласовываться между Поставщиками НКТ и Обществом, при подписании обеими сторонами дополнений к Техническому соглашению на поставку НКТ, патрубков и переводников, и муфт к ним.

5.6.1. ФОРМИРОВАНИЕ ПОДВЕСКИ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ

5.6.1.1. Формирование подвески НКТ, патрубков и переводников производит УОТП в соответствии с заявками на завоз и вывоз НКТ, поступившими от Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС. Допускаются к формированию следующие комплектации подвесок:

- полная замена эксплуатационной компоновки НКТ, патрубков и переводников: кладовщик УОТП на сформированную подвеску выписывает паспорт комплектации подвески НКТ ([Приложение 8](#)), сформированный в ИС «Подвески НКТ 3.0»;
- частичная замена компоновки: производится бригадой Подрядной организации по ТКРС при визуальной отбраковке части подвески НКТ в количестве, не превышающем 20% общей меры НКТ, спущенных в скважину. В случае отбраковки более 20% труб от общей длины спущенной подвески НКТ мастер или старший оператор Подрядной организации бригады по ТКРС подает заявку на полную замену подвески НКТ, патрубка, переводника. На отбракованную подвеску, патрубок, переводник составляется Акт ревизии поднятых труб ([Приложение 9](#)), по результатам отбраковки данные вносятся в ИС «Подвески НКТ 3.0»;
- увеличение/уменьшение подвески НКТ с целью оптимизации режима работы скважины проводятся в ИС «Подвески НКТ 3.0», при помощи операций «заглубление/приподъем»;
- смешивание НКТ с разными сроками эксплуатации в результате производственной необходимости. В данном случае для всей подвески НКТ устанавливается срок эксплуатации, соответствующей НКТ с максимальным сроком эксплуатации.

5.6.1.2. Для повышения эффективности использования НКТ на фондах скважин, сокращения аварийности, налаживания учета срока их службы, прослеживания движения подвесок,



проводится паспортизация подвесок с использованием ИС «Подвеска НКТ 3.0» и заполнение Информационной карточки скважины в электронном варианте ([Приложение 10](#)) при формировании новой, а также в случае изменения компоновки подвески НКТ.

5.6.1.3. Кладовщик УОТП, ответственный за ведение Информационной карточки скважины и Паспорта комплектации подвески НКТ, на основании Акта приема-передачи скважины в ремонт по форме, установленной Регламентом бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин», и Акта на передачу скважин из бурения в эксплуатацию, установленного Инструкцией ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-10 И-000003 ЮЛ-428 «Прием-передача кустовых площадок и устьев эксплуатационных скважин в процессе строительства скважин», заносит в карточку данные об изменении подвески НКТ или произведенных спускоподъемных операциях, а также вносит информацию в ИС «Подвески НКТ 3.0». На основании наряда-заказа от технологической службы УНП, кладовщик УОТП организует работу на трубной площадке по формированию подвески НКТ.

5.6.1.4. Основанием для изменения номера подвески (при замене подвески) в Информационной карточке или занесения в карточку данных о произведенных спускоподъемных операциях являются наряд-заказ на ремонт скважины, Акт о сдаче скважины из ремонта и Акт на передачу скважины из бурения.

5.6.1.5. В исключительных случаях для сокращения транспортных расходов, в соответствии с Планом-заказом на ремонт скважины, для изменения длины подвески допускается применение НКТ из другой партии с соответствующими записями в Паспорте комплектации подвески НКТ и Информационной карточке скважины. Решение о дополнении подвески НКТ из другой партии принимается технологом УНП или УДНГ (ПТОДНГ и отделом по работе с механизированным фондом).

5.6.1.6. Решение о вывозе полного комплекта ЭП на ТИП для проведения оценки технического состояния проводится на основании следующих критериев:

- достижение регламентного срока ресурса НКТ;
- достижение регламентного количества СПО;
- при несоответствии поднятой подвески НКТ данным указанным в паспорте и мере спущенных НКТ (отклонение более 3% от общей длины ЭП). Данные НКТ вывозятся для проведения внутреннего расследования по причине несоответствия длины спущенных НКТ по данным ИС «Подвески НКТ 3.0». В ИС «Подвески НКТ 3.0» проводится операция с указанием причины «вывоз на расследование» с размещением НКТ на отдельный стеллаж исключая перемешивание с другими НКТ. Расследование проводится в соответствии с нормативной документацией Общества с установлением причин и виновных служб;
- при выводе скважины из бездействия.

5.6.1.7. Для обеспечения своевременности и полноты внесения информации в ИС «Подвеска НКТ 3.0», а также контроля над качеством и своевременностью внесения информации назначаются ОЛ распоряжительным документом по Обществу.

Паспортизация подвесок производится на ТИП на основании данных полученных с ИС «Подвески НКТ 3.0» в следующей последовательности:

- НКТ поступают на трубные площадки, где на основании заявок ТКРС формируются



подвески и оформляются эксплуатационные паспорта. Формирование паспорта ЭП проводится в ИС «Подвески НКТ 3.0», на основании сертификатов качества как для новой, так и для ремонтной НКТ. ПО ТКРС формируют заявки на основе плана ремонта скважины и фактического состояния поднятой из скважины НКТ;

- расчет ЭП для спуска и последующей эксплуатации на фонде скважин от условий эксплуатации, проводит технологическая служба, на основании данных ИС «Подвески НКТ 3.0» и направляет заявку на формирование подвески на ТИП по форме, установленной в обществе;
- формирование подвески из новых или отремонтированных НКТ производит ТИП согласно стеллажного учета на основании данных ИС «Подвески НКТ 3.0» по заявкам ПТО, согласно формы, установленной в Обществе.

5.6.1.8. Оригинал Паспорта комплектации подвески НКТ, после приема скважины из ремонта передается в технологическую службу УНП для приложения к Делу скважины, копия Паспорта комплектации подвески хранится на УОТП.

5.6.2. СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ НКТ

5.6.2.1. Максимальный срок службы для НКТ, выполненных в обычном исполнении (не коррозионностойкого исполнения), в соответствии с ЕТТ Компании составляет 84 месяца (2555 суток). При достижении наработки подвески НКТ на скважине 84 месяца (2555 суток), независимо от количества СПО, технолог УНП в наряде-заказе делает указание о необходимости проведения ревизии подвески НКТ, подвеска НКТ извлекается из скважины вывозится на трубную площадку для проведения визуального контроля тела трубы и инструментального контроля резьбовых элементов.

5.6.2.2. Гарантийный срок эксплуатации НКТ:

- для новой НКТ: по количеству СПО с фосфатированной муфтой на 6 СПО, с оцинкованной муфтой на 10 СПО, с высаженными наружу концами на 20 СПО; по сроку эксплуатации 18 месяцев наработки с момента ввода в эксплуатацию или 24 месяца с момента поставки, в зависимости какое из условий наступит ранее, при соблюдении требований РД 39-136-95;
- отремонтированная НКТ (гарантия ремонтного предприятия) - с начала эксплуатации не менее:
- труба I класса – 365 суток или 6 СПО;
- труба II класса – 365 суток или 6 СПО;
- труба III класса – 365 суток или 6 СПО.

5.6.2.3. Бригады ТКРС должны иметь в наличии оборотный фонд предохранительных деталей. Допускается повторное применение предохранительных деталей для проведения транспортировочных работ. Ответственность за сохранность и использование предохранительных деталей на кустовой площадке несет бригада ТКРС.

5.6.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ И ПЕРЕВОДНИКАМ

5.6.3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

5.6.3.1.1. При освоении скважин или проведении ТКРС, а также в случае смены подвесного патрубка или переводника Подрядная организация по бурению скважин или ТКРС обязаны соблюдать требования настоящего Регламента бизнес-процесса, к патрубкам и переводникам.



5.6.3.1.2. В [Приложениях 11, 12, 13 и 14](#) приводятся примеры в виде рисунков чертежей на изготовление подвесных патрубков.

5.6.3.1.3. Кладовщик УОТП приступает к выполнению задания, а именно погрузке и доставке всего оборудования с приложенными сопроводительными документами до места, указанного в заявке на завоз и вывоз НКТ от бригады Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС.

5.6.3.1.4. При получении патрубков и переводников мастер бригады Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС, производит осмотр завезённого оборудования, делает сверку соответствия с сопроводительными документами, паспортами, сертификатами.

5.6.3.1.5. Подрядная организация по бурению скважин или ТКРС несет ответственность за сохранность завезенного оборудования на скважину в период проведения буровых или ремонтных работ, за качественный спуск и подъём оборудования на скважине, а также занесение информации в информационную карточку на патрубки и переводники ([Приложение 15](#)).

5.6.3.1.6. После поднятия патрубка и переводника из скважины и в процессе спускоподъемных операций персонал бригады Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС обязан провести калибровку резьбы патрубка и переводников в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов и настоящего Регламента бизнес-процесса. Отбракованные патрубки и переводники складируются отдельно от годных и подготавливаются для вывоза и передачи кладовщику УОТП сразу после окончания бурения или ремонта скважины.

5.6.3.1.7. При отбраковке не отработавшего свой ресурс патрубка или переводника, мастер Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС, обязан подготовить Акт ревизии поднятых труб, довести данную информацию до кладовщика УОТП. После чего кладовщик УОТП обязан уведомить о данном случае руководство УОТП и организовать замену патрубка или переводника на новые.

5.6.3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ

5.6.3.2.1. Подвесные патрубки, применяемые в подвеске НКТ всех типов, должны соответствовать группе прочности не ниже «N-80», либо группе прочности подвески НКТ, пройти контроль опрессовкой, в соответствии с требованиями ГОСТ 31446-2017.

5.6.3.2.2. Каждый патрубок всех видов исполнений и типов должен сопровождаться документом - паспортом, удостоверяющим соответствие их требованиям нормативной документации. Отсутствие паспорта не допускается.

5.6.3.2.3. Длина подвесного патрубка должна составлять 300-500мм, а для эксцентричных планшайб необходимо применять подвесные патрубки длиной не менее 800мм. Длина подгоночных патрубков по требованию Общества устанавливается индивидуально для каждой скважины.

5.6.3.2.4. Толщина стенки подвесного патрубка (НКТ с покрытием и из хромсодержащих сталей), для скважин, оборудованных УЭЦН, должна быть не менее 5,5мм.



5.6.3.2.5. Толщина стенки подвесного патрубка в обычном исполнении (не коррозионностойком) толщина стенки должна быть не менее 7,0мм

5.6.3.2.6. Подвесные патрубки в коррозионностойком исполнении изготавливаются из заготовок группы прочности не ниже «N-80». В форме паспорта на патрубок подвесной (переводник) (пример оформления в [Приложении 16](#)) обязательно указывается тип покрытия, если патрубок из хромосодержащих сталей обязательно указывается марка стали и процент содержания хрома.

5.6.3.2.7. Допустимое количество свинчивания для всех типов подвесных патрубков – не более 5 СПО. Ограничение по сроку эксплуатации – не более 1830 суток. Контроль СПО и наработки (дата спуска) у подвесных патрубков ведётся в информационной карточке на патрубок и переводник.

5.6.3.2.8 При обвязке фонтанной арматуры с резьбой на планшайбе НКТ 73 использовать в качестве эксплуатационных подвесок НКТ 89, НКТ 89 «В» – запрещено.

5.6.3.2.9. При транспортировке и хранении резьба подвесного патрубка должна быть покрыта резьбоуплотнительной смазкой, и защищена от повреждений предохранительными деталями.

5.6.3.2.10. Патрубок подвесной служит для соединения колонны НКТ с фланцем арматуры.

5.6.3.2.11. Патрубки для соединения могут быть: гладкие и с высаженными концами, по типу резьбы: треугольного и трапецеидального профиля.

5.6.3.2.12. Патрубки для подвесок НКТ должны изготавливаться из марок сталей, обеспечивающих механические свойства в соответствии с группами прочности материала труб по ГОСТ 31446-2017, API 5CT.

5.6.3.3. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕВОДНИКАМ

Применяемые в подвеске НКТ переводники должны соответствовать группе прочности не ниже «N-80».

Для НКТ (с внутренним покрытием или из хром содержащих сталей) группа прочности и марки стали должны соответствовать применяемым в данной скважине подвеске НКТ.

Толщина переводника должна быть не менее 5,5мм. В случае использования в качестве подвески НКТ с большей толщиной стенки (например, НКТ 73х7,0; НКТ 89х6,5; НКТ 89х7,34 и т.д.), то толщина стенки переводника должна соответствовать НКТ в данной подвеске.

Переводники, в обычном не коррозионностойком исполнении, применяемые в подвеске НКТ в качестве подвесного патрубка, должны иметь толщину стенки не менее 7,0мм.

Переводники типа муфта-ниппель поставляются в собранном виде с муфтой и должны быть опрессованы. В паспорте должна быть отметка о проведённых гидроиспытаниях.

Допустимое количество свинчивания – не более 5 СПО.

Ограничение по сроку эксплуатации – не более 1830 суток.



При транспортировке и хранении резьба переводника должна быть покрыта резьбоуплотнительной смазкой, и защищена от повреждений предохранительными деталями.

Переводники для перехода с одного типоразмера на другой с НКТ соединяются через дополнительную муфту, информация по которой должна быть обязательно занесена в паспорт на переводник.

При проведении ТКРС, а также в случае смены подвески НКТ мастер Подрядной организации по ТКРС обязан проверить соблюдения выше перечисленных требований и при необходимости провести замену переводника.

Переводники всех видов исполнений и типов, предназначены для соединения между собой НКТ разных диаметров, а также подземного оборудования, имеющего присоединительные элементы с параметрами и размерами резьбовых соединений формой и размерами профиля резьбы в соответствии с ГОСТ 633-80, API 5CT, используемого при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Переводники изготавливаются различных типов соединений и исполнений:

- переводники стандартного исполнения по ГОСТ 23979-2018, ГОСТ 633-80, API 5CT;
- переводники в КСИ;
- переводники с внутренним защитным покрытием;
- П - переводники с резьбой треугольного профиля для соединения гладких НКТ и НКТ с высаженными наружу концами;
- ПГ - переводники с трапецидальной резьбой для соединения гладких высокогерметичных НКТ;
- ПБ - переводники для соединения безмуфтовых НКТ с высаженными наружу концами.

Примечание:

Размеры резьбы НКТ и переводников выбираются по ГОСТ 633-80 для НКТ - по условному диаметру и типу, для переводников - по его условному обозначению.

Каждый переводник всех видов исполнений и типов должен сопровождаться документом - паспортом, удостоверяющим соответствие требованиям нормативной документации.

В документе должно быть указано:

- наименование предприятия-изготовителя или товарный знак;
- наименование и назначение переводника;
- обозначение типоразмера переводника;
- группа прочности;
- марка стали;
- процентное содержание хрома;
- указание о наличии наружного покрытия (фосфатирование, оцинкование, отсутствие покрытия и т.д.);
- указание о наличии внутреннего защитного покрытия;
- дата выпуска;
- количество переводников в партии;
- расшифровка маркировки на переводнике;



- наименование нормативной документации по изготовлению переводника;
- наличие результатов испытаний контрольного образца партии прикладываются отдельным документом;
- в паспорте должны быть результаты проверок и испытаний (указанные документы являются приложением к каждой отдельной поставленной партии переводников, прикладываются документы):
- сертификат качества на заготовку для изготовления переводника;
- сертификат соответствия переводника;
- сертификат качества на внутреннее защитное покрытие;
- протокол испытания образца заготовки.
- протокол (заключение) ЛИ на внутреннее защитное покрытие;
- гарантийные обязательства и срок эксплуатации;
- результаты проведения гидравлического испытания переводника давлением согласно ГОСТ 633-80 по наименьшему сечению диаметра тела и резьбовым частям переводника;
- отметка ОТК предприятия изготовителя;
- таблица для внесения информации об эксплуатации переводника;
- общий чертеж переводника с указанием общих размеров и мест маркировки.

5.7. ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ

5.7.1. ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В БУРЕНИИ

5.7.1.1. За **24 часа** до завоза оборудования представитель Подрядной организации по бурению скважин на основании плана работ, подает заявку_на завоз подвески НКТ, патрубков, переводников и пусковых муфт диспетчеру ПДС, копию в УОТП, с указанием размеров, времени и места завоза оборудования.

5.7.1.2. Перед проведением погрузочно-разгрузочных работ кладовщику УОТП необходимо подготовить или проверить сопроводительные документы:

- ТТН (форма № 1-Т (К) (установленную Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции) в 2-х экземплярах;
- Акт приема – передачи имущества по форме № ОС-15;
- Накладную на отпуск материалов на сторону (форма № М-15) (установленную Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции);
- Сертификат качества на НКТ;
- Паспорт комплектации подвески НКТ.
- Паспорт на подвесной патрубок, переводник.

5.7.1.3. Погрузочно-разгрузочные работы, осмотр НКТ, патрубков и переводников, их хранение необходимо проводить в соответствии с требованиями настоящего Регламента бизнес-процесса и действующих нормативных документов.

5.7.1.4. По окончании погрузочно-разгрузочных работ необходимо передать пакет сопроводительных документов должностному лицу, осуществляющему прием или



экспедирование НКТ, патрубков и переводников.

5.7.1.5. Передача НКТ, патрубков и переводников с площадки УОТП на скважину, находящуюся в бурении, осуществляется по накладной, форма ОС – 15 на основании заявок на завоз и вывоз НКТ от Подрядной организации по бурению скважин.

5.7.1.6. Мастер бригады Подрядной организации по бурению скважин несет ответственность за сохранность НКТ, патрубков и переводников с момента подписания товарно-транспортной накладной, Акта приема-передачи оборудования и накладной по форме М – 15, с этого же момента НКТ переходит на ответственное хранение в Подрядную организацию по бурению скважин.

5.7.1.7. При получении НКТ, патрубков, переводников и пусковых муфт, мастер бригады Подрядной организации по бурению скважин производит осмотр, обеспечивает пересчет количества и замер длины завезенных НКТ, а также сверку их соответствия сопроводительным документам, контролирует разгрузку НКТ в соответствии с требованиями проведения погрузочно-разгрузочных работ указанных в пункте 6.4 настоящего Регламента бизнес-процесса.

5.7.1.8. Мастер бригады Подрядной организации по бурению скважин обеспечивает складирование подвесок НКТ на скважине, проведение спускоподъемных операций в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов и настоящего Регламента бизнес-процесса.

5.7.1.9. По окончании работ, связанных с освоением скважины после бурения, все имеющиеся на скважине НКТ, патрубки, переводники, муфты, защитные колпачки (предохранительные детали резьбовых элементов) от завезенных НКТ, в полном объеме должны быть переданы на УОТП. Заявка на вывоз остатков оборудования должна быть подана на трубную площадку УОТП в течении 3-х календарных дней после окончания работ по освоению скважины. Оборудование и материалы должны быть переданы МОЛ УОТП по Акту приема-передачи формы № ОС – 15 с оформлением ТТН.

5.7.1.10. К акту формы ОС - 15 прилагается паспорт комплектации подвески с отметкой количества СПО. На основании акта приема-передачи ТМЦ по форме №ОС - 15 и паспорта комплектации подвески МОЛ УОТП проверяет все движения НКТ, патрубков, переводников и пусковых муфт по данной скважине и подписывает Акт сдачи-приемки выполненных работ на передачу скважины из бурения в эксплуатацию. **Без подписи МОЛ УОТП в Акте сдачи-приемки выполненных работ скважина в ЦДНГ не принимается.**

5.7.2. ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В РЕМОНТЕ

5.7.2.1. ЗАВОЗ НКТ

5.7.2.1.1. Ежедневно за **24 часа** до завоза оборудования представитель Подрядной организации по ТКРС, на основании плана работ по ТКРС подает заявку на завоз и вывоз НКТ диспетчеру ПДС, копию в УОТП, с указанием размеров необходимых патрубков и переводников, количества НКТ, времени и места завоза оборудования.

5.7.2.1.2. В случае оперативных изменений ведущий технолог УНП корректирует заявку, подает в УОТП и делает запись в плане работ бригады Подрядной организации по ТКРС.



5.7.2.1.3. Кладовщик УОТП / мастер ПРР по заявке формируют подвеску НКТ, комплектуют её необходимыми патрубками и переводниками. Мастер ПРР УОТП организует завоз на скважину. Кладовщик УОТП заносит данные о перемещении в ИС «Подвеска НКТ 3.0».

5.7.2.1.4. Подтверждение или корректировка заявок принимаются не позднее чем за 12 часов до начала выполнения заявки. Корректировка заявок менее чем за 12 часов допускается в случае изменения плана работ менее чем за 12 часов до времени завоза оборудования.

5.7.2.1.5. В случае совпадения по времени заявок на завоз оборудования и при заявках, превышающих техническую возможность закреплённой спецтехники, или недостаточного количества НКТ, патрубков и переводников на площадке УОТП и складах УЛиСК для выполнения всех заявок, приоритет выполнения заявок определяет ведущий технолог УНП.

Незаверенные исправления в сопроводительных документах (ТТН, Паспорте, формах ОС) не допускаются.

5.7.2.1.6. Завоз трубы НКТ на скважину производится с приложением следующих документов:

- Накладной на отпуск материалов на сторону (форма № М-15);
- Товарно-транспортной накладной по форме № 1-Т;
- Паспорта комплектации подвески НКТ;
- Сертификатов качества НКТ, переводников и патрубков.

5.7.2.1.6. В комплект подвески НКТ входит:

- НКТ (с сертификатом);
- Подгоночные, подвесные патрубки (с сертификатом-паспортом);
- Переводники (с сертификатом-паспортом).

5.7.2.1.7. Передача подвески НКТ бригаде Подрядной организации по ТКРС осуществляется на основании накладной на отпуск материалов на сторону (форма № М-15).

5.7.2.1.8. В случае если при разгрузке НКТ, патрубков, переводников на приемные мостки (стеллажи), либо в процессе спуска в скважину новой или использованной, но пригодной для дальнейшей эксплуатации подвески НКТ завезённой УОТП выявляются какие-либо дефекты, то мастер Подрядной организации по ТКРС совместно с представителем УОТП и Супервайзером составляют Акт приемки НКТ по качеству.

5.7.2.1.9. При сдаче скважины из ремонта в эксплуатацию количество спущенных в скважину НКТ подтверждается мерой на спуск, оформленной мастером Подрядной организации по ТКРС.

5.7.2.1.10. Остаток неиспользованной трубы НКТ, патрубков, переводников, не спущенных по каким-либо причинам в скважину, поднятых из скважины пусковых муфт с подвески НКТ после фонтанного способа эксплуатации, мастер Подрядной организации по ТКРС по окончании ремонта скважины, подает заявку на площадку УОТП для вывоза оборудования, с оформлением документов на передачу:

- Накладной на отпуск материалов на сторону (форма № ОС – 15);
- Товарно-транспортная накладная форма №1-Т.



5.7.2.2. ВЫВОЗ НКТ

5.7.2.2.1. Ежедневно за **24 часа** до вывоза оборудования от Подрядной организации, по ТКРС, УОТП принимает заявку на завоз и вывоз НКТ (копия направляется диспетчеру ПДС с указанием времени, места вывоза оборудования).

5.7.2.2.2. На подвеску НКТ, поднятую из скважины и не планируемую по каким-либо причинам к спуску в данную скважину, подается заявка на вывоз подвески от мастера Подрядной организации по ТКРС и передается УОТП, при этом оформляются следующие документы:

- Накладной на отпуск материалов на сторону (форма № М-15);
- Товарно-транспортная накладная форма № 1-Т;
- Паспорт комплектации подвески НКТ;
- Акт о замере НКТ, поднятых из скважины ([Приложение 17](#));
- Акт ревизии поднятых НКТ.

5.7.2.2.3. Складирование подвески НКТ, поднятой из скважины (по причине изменения способа эксплуатации, изменения типоразмера УЭЦН и т.д.), но не отбракованной и не превысившей нормативы, производится отдельно с пометкой б/у, указанием скважины, куста, даты подъема. Данная НКТ может использоваться по назначению с отражением в Акте ревизии поднятых НКТ, и внесением изменений в паспорте комплектации подвески НКТ количества СПО на данной подвеске.

5.7.2.3. ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО ТКРС ПРИ СПО НКТ

5.7.2.3.1. До начала ремонтных работ на скважине мастер бригады Подрядной организации по ТКРС обязан иметь следующие оформленные документы:

- Паспорт комплектации подвески НКТ, находящейся в скважине.
- Паспорта на патрубки, переводники и другое оборудование, указанное в заявке.

5.7.2.3.2. Мастер бригады Подрядной организации по ТКРС несет ответственность за сохранность завезенной НКТ, патрубков и переводников с момента подписания Акта формы № ОС – 15 и товарно-транспортной накладной формы № 1-Т. С этого момента НКТ, патрубки, переводники находятся на ответственном хранении в Подрядной организации ТКРС.

5.7.2.3.3. При получении НКТ, патрубков, переводников, завезенных на скважину мастер Подрядной организации по ТКРС производит осмотр, пересчет количества и замер длины завезенных НКТ, проверяет документы на патрубки, переводники, а также сверку их соответствия сопроводительным документам, контролирует разгрузку НКТ в соответствии с требованиями проведения погрузочно-разгрузочных работ.

5.7.2.3.4. Мастер Подрядной организации по ТКРС заполняет Паспорт комплектации подвески НКТ, информационную карточку на патрубок и переводник в части фактически спущенных в скважину НКТ, патрубков и переводников, складирование и отбраковку НКТ, патрубков, переводников на скважине в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов и настоящего Регламента бизнес-процесса.

5.7.2.3.5. Подъем НКТ из скважины необходимо производить с замером НКТ, с составлением акта о замере НКТ поднятых из скважины по форме установленной Регламентом бизнес-



процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».

5.7.2.3.6. При разнице в данных Паспорта комплектации подвески НКТ, находящихся в скважине, с Актом о замере НКТ поднятых из скважины, силами бригады Подрядной организации по ТКРС, производится контрольный замер НКТ, находящихся на устье скважины, с участием Супервайзера и представителя Подрядной организации по ТКРС, о чем составляется двухсторонний Акт контрольного замера.

5.7.2.3.7. При несоответствии данных Паспорта комплектации подвески НКТ и суммы данных Акта о замере НКТ поднятых из скважины, МОЛ УОТП подготавливают документы и направляют в ОТКРС УДНГ для проведения расследования, принятия решения и подготовки претензии к Подрядной организации по ТКРС или бурению скважин (осуществлявшую последний спуск подвески НКТ в скважину). На основании Акта о замере НКТ поднятых из скважины, при необходимости в Паспорт комплектации подвески НКТ МОЛ УОТП вносит дополнения (изменения).

5.7.2.3.8. После поднятия НКТ из скважины и в процессе спускоподъемных операций персонал бригады Подрядной организации по ТКРС обязан провести калибровку НКТ, патрубков, переводников в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов и настоящего Регламента бизнес-процесса, отбракованные НКТ, патрубки, переводники складываются отдельно от годных и подготавливаются для предъявления МОЛ УОТП.

5.7.2.3.9. При отбраковке фондовых НКТ в объеме более 20% от подвески, мастер Подрядной организации по ТКРС обязан довести данную информацию до ОЛ УОТП и технолога УНП. После чего ОЛ УОТП принимает решение о замене всей подвески НКТ независимо от количества СПО и количества суток наработки по данной подвеске НКТ.

5.7.2.3.10. НКТ, патрубки, переводники отправляют со скважины на трубный участок в случае, если они:

- имеют повреждения резьбовой части или тела, которые выявлены в результате проведения визуального или инструментального контроля на скважине;
- прошли допустимое количество спускоподъемных операций или отработали допустимое количество суток;
- извлечены из скважины в процессе проведения аварийных работ.

5.7.2.3.11. До вывоза НКТ со скважины мастер бригады Подрядной организации по ТКРС дает указание бригаде о выравнивании НКТ по муфтовым концам и готовит следующий комплект сопроводительных документов для вывоза:

- Товарно-транспортную накладную (форма № 1-Т (К)), в 2-х экземплярах;
- Акт о замере НКТ поднятых из скважины;
- Акт ревизии поднятых НКТ.

5.7.2.3.12. По окончании работ, связанных с ремонтом скважины, все имеющиеся НКТ, патрубки и переводники, пусковые муфты, и другое оборудование, извлеченное из скважины, предохранительные колпачки от завезенных НКТ, до переезда бригады должны быть переданы на трубный участок МОЛ УОТП.



5.7.2.3.13. Пригодные для дальнейшей эксплуатации НКТ, патрубки, переводники должны вывозиться на трубный участок только с предохранительными колпачками резьбовых элементов.

5.7.2.3.14. При выдаче наряд - задания на ремонт скважины, по форме ЦДНГ обязан предоставить Подрядной организации ТКРС паспорт ЭП (в т.ч. протокол расчета срагивающей нагрузки подвески НКТ) и меру НКТ предыдущего ремонта.

5.7.2.3.15. Все НКТ, выходящие с ТИП, должны быть оборудованы защитными колпачками на ниппеле и муфте. НКТ, вывозимые со скважин на ТИП, также должны быть оборудованы защитными колпачками с обоих концов, ответственность за оснащение несет бригада ТКРС.

5.7.2.3.16. После окончания ремонта скважины, вместе с наряд – заданием, ТС УНП принимает у Подрядчика по ТКРС паспорт ЭП, меру спущенных НКТ, диаграммы момента свинчивания и веса нагрузки на крюке. Паспорт на подвеску и мера спущенных НКТ хранятся в «Деле скважины». Данные по спущенным НКТ согласно отчетной документации не позднее 72-х часов после окончания ремонта вносятся в ИС «Подвески НКТ 3.0» специалистом, ответственным за ведение учета и движение НКТ, участвующем в учете и движении НКТ. Допускается устанавливать в Обществе срок менее 72-х часов предоставления документации после окончания ремонта скважины, при условии, что данное условие выполнимо и включено в договорные отношения с Подрядными организациями.

Без предохранительных деталей НКТ на трубную площадку не принимаются.

5.7.2.3.17. Возврат подвески НКТ на трубный участок, от Подрядной организации по ТКРС производится при сдаче скважины из ремонта с оформлением следующих документов:

- Накладной на отпуск материалов на сторону (форма № М-15);
- Меры на спуск НКТ в скважину;
- Паспорта комплектации подвески НКТ с отметкой о количестве СПО;
- Паспорта на патрубок-переводник с отметкой о спуске.

5.7.2.3.18. Копия Паспорта комплектации подвески НКТ, паспорта на патрубок, переводник, копия сертификата качества на НКТ передается мастером бригады ТКРС в ЦДНГ.

5.7.2.3.19. На основании вышеуказанных документов МОЛ УОТП подписывает «Акт сдачи-приемки выполненных работ» на передачу скважины из ремонта.

Без подписи МОЛ УОТП в акте сдачи-приемки выполненных работ, скважина в ЦДНГ не принимается.

5.7.3. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТУ ПРИ ЗАВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ

5.7.3.1. Транспорт должен быть исправным, заправленным горюче-смазочными материалами, с обученным и проинструктированным персоналом.

5.7.3.2. Завоз, вывоз и погрузочно-разгрузочные работы на кустовых площадках производится транспортом и персоналом УОТП.

5.7.3.3. Путевые листы спецтехнике подписывают уполномоченные лица подрядчиков, ЦДНГ.



5.7.3.4. Для предупреждения повреждений НКТ при перевозке грузовые площадки транспортных средств должны оборудоваться опорами (деревянными, обрезиненными и т.п.).

5.7.3.5. В аварийных ситуациях, при непрерывных технологических процессах, в случаях невозможности замены техники, должна производиться смена водителей на рабочих местах, не допуская времени нахождения в наряде **более 11 часов**.

5.7.3.6. Ответственность за сохранность всех перевозимых по настоящему Регламенту бизнес-процесса грузов должна возлагаться на транспортное предприятие, оказывающее услуги по договору, в соответствии с Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428 «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов».

5.7.3.7. Ответственность транспортной организации при перевозке НКТ, патрубков, переводников, определяется договором и возлагается на нее с момента оформления и подписания товарно-транспортной накладной водителем в месте загрузки до момента оформления и подписания ее о принятии НКТ, патрубков, переводников ответственным лицом Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС в месте разгрузки.

5.7.3.8. На каждой единице автокрановой техники для выполнения погрузочно-разгрузочных работ должен находиться комплект грузозахватных приспособлений.



6. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ ПРИ ЗАВОЗЕ – ВЫВОЗЕ, ОТБРАКОВКЕ, РАССЛЕДОВАНИЮ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ

По прибытию подвески НКТ, патрубков, переводников на скважину должны выполняться следующие требования:

- пересчет, осмотр, перемещение, складирование НКТ, патрубков, переводников должен производиться в соответствии с требованиями настоящего Регламента бизнес-процесса;
- сопроводительные документы на полученную подвеску НКТ должны быть заполнены и оформлены в соответствии с требованиями настоящего Регламента бизнес-процесса;
- вывоз НКТ, патрубков, переводников со скважины, должен осуществляться только с предохранительными деталями резьбы НКТ, патрубка, переводника. Контролирует – УОТП;
- фактическая длина подвески НКТ, завезенной на скважину, должна соответствовать заказанной длине подвески НКТ. Ответственность за нехватку НКТ, патрубков, переводников возлагается на ОЛ УОТП.

Контроль состояния резьбы НКТ, патрубков, переводников осуществляется при проведении СПО, внешним осмотром. НКТ, патрубки, переводники с поврежденной резьбой откладываются, увязываются, помечаются и сдаются отдельно. Ниппельный конец пригодных к дальнейшей эксплуатации НКТ необходимо предохранить кольцом.

После производства ремонтных работ на скважине, отбракованные НКТ, патрубки, переводники передаются МОЛ УОТП от мастера Подрядной организации по бурению скважин или ТКРС с оформлением следующих документов:

- Акта формы № ОС – 15;
- Товарно-транспортной накладной формы № 1-Т;
- Акта расследования причин отбраковки НКТ, патрубков, переводников не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине ([Приложение 18](#)).

Отбракованные НКТ укладываются на стеллажи площадки УОТП отдельно с указанием на бирке скважины, даты и причины отбраковки.

6.1. ФУНКЦИИ ЦДНГ ПРИ ЗАВОЗЕ - ВЫВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ

6.1.1. ОЛ ЦДНГ обеспечивают подготовку подъездных путей к указанным в заявке местам погрузки – разгрузки оборудования. В случае отсутствия проезда, ОЛ УОТП совместно с ОЛ ЦДНГ составляет акт с обязательным присутствием представителей организации, несущей ответственность за состояние данного участка дороги.

6.1.2. ОЛ ЦДНГ обеспечивают обустройство площадки под расстановку оборудования на кустовых площадках для бригад Подрядных организаций, согласно утвержденным схемам.

6.1.3. При получении предварительной заявки на завоз и вывоз НКТ, патрубков, переводников, подаваемой **за 24 часа** до ее выполнения, от Подрядной организации по ТКРС, диспетчер ПДС проверяет, согласовывает заявку с ведущим технологом УНП и в случае необходимости, корректирует и передает на УОТП.



6.1.4. Расчет подвесок НКТ для спуска в скважину производит технологическая служба УНП в соответствии с условиями настоящего Регламента бизнес-процесса. Ответственность за несвоевременную и преждевременную смену подвески НКТ несет ведущий технолог ЦДНГ.

6.1.5. По окончании работ на скважине, работник УОТП получает от мастера бригады по ТКРС:

- Акт сдачи скважины из ремонта;
- Паспорт комплектации подвески НКТ;
- Меру на спущенные НКТ.
- Акт формы № ОС – 15;
- Товарно-транспортную накладную формы №1-Т.

6.1.6. Полный контроль за ведением ИС «Подвеска НКТ 3.0» по всем спущенным подвескам НКТ с указанием количества, типоразмера, группы прочности, даты СПО, количества СПО, ведет ведущий технолог УНП.

6.2. ПОРЯДОК ПОЛНОЙ ИЛИ ЧАСТИЧНОЙ ЗАМЕНЫ ПОДВЕСКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НКТ НА НОВУЮ ИЛИ ИСПОЛЬЗОВАННУЮ

6.2.1. Своевременность и обоснованность замены подвесок НКТ определяется ведущим технологом УНП. При этом анализируются следующие данные:

- дата спуска НКТ;
- количество СПО;
- какие НКТ были спущены в скважину (новые, использованные);
- ожидаемая добыча (закачка) (Q жидкости, V нефти).

6.2.2. Полная замена подвески рекомендуется в случаях:

- НКТ на работающей скважине эксплуатируется:
 - ♦ **на добыче нефти:**
 - новая – **5 лет**;
 - ремонтная – **2 года**;
 - ♦ **как нагнетательная:**
 - новая – **3 года**;
 - ремонтная – **1 год**;
- ремонт производится на скважине, которая остановлена более 1 года назад (вывод из бездействия или консервации);
- подъем НКТ производится с осложнениями (тугой отворот, отворот по заводскому соединению, искривленные НКТ и т.п.), процент отбраковки составляет более 20%;
- в случае падения подвески в результате обрыва;
- при условии, если эксплуатационная НКТ близка по срокам эксплуатации к максимально допустимым пределам, но пригодна к эксплуатации.

6.2.3. Базовым сроком для определения возможности дальнейшей эксплуатации при ремонте скважины является срок эксплуатации подвески НКТ, патрубка, переводника независимо от количества проведенных СПО.



6.2.4. После проведения ревизии НКТ поднятых бригадой Подрядной организации по ТКРС на основании результатов технического состояния НКТ, патрубка, переводника, входящих в состав подвески, мастером Подрядной организации по ТКРС по согласованию с ведущим технологом УНП принимается решение по:

- частичной замене отбракованных НКТ, патрубков или переводников в подвеске;
- повторному использованию подвески НКТ, патрубков или переводников;
- полной замене подвески НКТ;
- замене патрубков, переводников.

6.2.5. Достижение установленного срока службы не является основанием для прекращения использования и списания НКТ.

6.2.6. После оценки технического состояния часть НКТ, которые можно отремонтировать и восстановить (НКТ или НКТП при длине бездефектной серединной части не менее 7 метров), подлежат отправке в Подрядную организацию для проведения ремонта и вовлечения данных НКТ в производство. Данные по ремонту НКТ или НКТП ответственным специалистом Подрядной организации вносятся в ИС «Подвески НКТ 3.0».

6.2.7. После проведения ремонта НКТ производится оформление соответствующих актов (годная брак, обрезки, стружка) данные ответственным специалистом Подрядной организации вносятся в ИС «Подвески НКТ 3.0».

6.2.8. Ремонт НКТП проводится в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубо-инструментальных площадок. Требование и супервайзинг».

6.2.9. Данные по ремонту НКТ с покрытием вносятся в ИС «Подвески НКТ 3.0» представителями подрядных организаций, осуществляющими ремонт НКТ. Контроль за корректностью внесенной информации в ИС «Подвески НКТ 3.0» по ремонту НКТ с покрытием возлагается на ответственных специалистов, назначенных приказом по Обществу.

6.3. РАССЛЕДОВАНИЕ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ, НЕ ОТРАБОТАВШИХ ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК

6.3.1. Под аварией с колонной НКТ, патрубком, переводником следует понимать их разрушение, которое может повлечь за собой нарушение технологического процесса в скважине.

6.3.2. При проведении текущего и капитального ремонта скважин также производится отбраковка НКТ, патрубков, переводников ответственность за организацию качественной отбраковки несет Подрядная организация по ТКРС в соответствии с заключенным договором.

6.3.3. При отбраковке на спуске фондовой НКТ более 1 штуки бурильщик/старший оператор Подрядной организации по ТКРС обязан:

- остановить спуск трубы в скважину;
- сообщить мастеру Подрядной организации по ТКРС, диспетчеру ПДС;
- вызвать супервайзера.

6.3.4. Действия супервайзера:



- проверить центровку подъемного агрегата.
- проверить качество резьбоуплотнительной смазки (в т.ч. паспорт, сертификат, срок годности и т.д.).
- проверить качество снятия консервационной смазки, в случае ее нанесения.
- организовать и проконтролировать проведение выборочного инструментального контроля силами бригады по ТКРС. Резьбовой калибр-кольцо или пробку навинчивают усилием одного человека при постоянном медленном нажиме без рывков, до полной затяжки. При отвинчивании допускается легкое постукивание по трубе или муфте. Резьба НКТ, патрубка, переводника должна быть очищена от резьбоуплотнительной смазки при помощи щетки, остатки смазки удаляются с применением растворителя.
- проверить паспорт и аттестат на гидравлический ключ для свинчивания труб.
- проверить манометр на гидравлическом ключе для свинчивания труб.
- проверить соответствие момента свинчивания.
- разрешить спуск НКТ, патрубков, переводников в скважину при отсутствии замечаний.

6.3.5. По факту отбраковки НКТ, патрубков, переводников при выявлении повреждения проводится комиссионное расследование:

- супервайзер заполняет Акт расследования причин отбраковки НКТ, не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине, «1 этап расследования»;
- мастер бригады Подрядной организации по ТКРС составляет Акт расследования причин отбраковки НКТ, не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине, «2 этап расследования», где обязательно указывается марка, номер, состояние по каждой отбракованной трубе НКТ.

6.3.6. Комиссионные расследования по авариям с НКТ, не отработавшими гарантийный срок эксплуатации, проводятся постоянно действующей комиссией по расследованию причин аварий в процессе ремонта и эксплуатации скважин по УДНГ (состав которой утверждается приказом Общества) на основании Положения Компании № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше» совместно с представителями заводов-изготовителей НКТ, с составлением соответствующего акта.

6.3.7. Расследования отказов НКТ, патрубков и переводников, не отработавших гарантийный срок эксплуатации, проводятся постоянно действующей комиссией по заседанию «День качества по УЭЦН» и постоянно действующей комиссией по расследованию причин отказов УЭЦН (состав которой утверждается распоряжением Генерального директора Общества), совместно с представителями заводов-изготовителей НКТ, патрубков и переводников.

6.3.8. При проведении расследований аварий, отказов НКТ для установления истинных причин и виновной стороны в некоторых случаях (при возникновении спорных вопросов) необходимы заключения и выводы специализированной исследовательской лаборатории.

6.3.9. Комиссия по расследованию причин отбраковки НКТ, патрубков, переводников создается приказом Общества. В комиссию включаются Супервайзер, представитель ЦДНГ, УОТП, представители Подрядной организации по ТКРС на скважине, уполномоченные соответствующим распорядительным документом.

6.3.10. Комиссия по расследованию причин отбраковки НКТ, патрубков, переводников расследующая причины отбраковки, повреждения НКТ, патрубка, переводника обязана:



- провести опрос работников бригады (объяснительные);
- установить технические и организационные причины аварии;
- установить конкретных виновников аварии;
- разработать мероприятия для предупреждения подобных нарушений и повреждений оборудования в дальнейшем;
- составить Акт расследования причин отбраковки НКТ, не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине, «3 этап расследования».

6.3.11. Окончательное согласование заключения Комиссии по расследованию причин отбраковки НКТ, патрубков, переводников остается за председателем Комиссии (назначенного приказом Общества) либо за лицом, его замещающим. Подпись акта расследования причин отбраковки НКТ обязательна для всех членов Комиссии, указанных в п. 6.3.9. настоящего документа, участвовавших в расследовании. Прочее мнение членов Комиссии, указанных в п. 6.3.9., излагается отдельным приложением к акту расследования причин отбраковки НКТ.

6.3.12. При выявлении повреждения НКТ, патрубка, переводника, спуск которых производила бригада другой Подрядной организации, бурильщик/старший оператор Подрядной организации по ТКРС направляет телефонограмму в технологическую службу УНП о вызове представителя этой организации с кратким описанием ситуации.

6.3.13. Каждая авария с колонной НКТ независимо от времени и средств, затраченных на ее ликвидацию, должна быть не позднее, чем в течение 24 часов зарегистрирована. Все аварии с НКТ отражаются в «Ежедневной сводке по авариям и осложнениям» согласно Положению Компании № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше» на основании составленных Актов расследования аварий, содержащих в себе информацию о дате происшедшей аварии, наименование СП, номер скважины (буровой), виду аварии, при каких работах произошла авария, затратах на ликвидацию аварии, номере Акта расследования аварии, установленном виновнике аварии.

6.3.14. Документы по расследованию аварий с НКТ хранятся в Обществе не менее 3-х лет, в электронном виде в формате PDF, а также в оригинальном подписанном виде.

6.3.15. В Акт расследования аварии необходимо указать следующие данные:

- состав комиссии, оформившей Акт, с указанием должностей членов ПДК;
- дата составления Акта;
- глубина скважины;
- тип установки;
- вид скважины (вертикальная или наклонно-направленная);
- диаметр эксплуатационной колонны;
- диаметр и тип НКТ;
- компоновка колонны;
- длина спущенной колонны к моменту аварии;
- наработка НКТ;
- паспорт ЭП;
- расчет запаса прочности ЭП;
- длина колонны ниже места разрушения;



- завод-изготовитель аварийной НКТ;
- наличие и номер сертификата на НКТ;
- заводской номер НКТ, номер плавки, номер партии, дата выпуска;
- дата получения НКТ (муфт, переводников, патрубков) УСМТР и непосредственно исполнителем работ;
- сведения о проверке НКТ (калибровка, гидроопрессовка, дефектоскопия и т.п.);
- решение ПДК о целесообразности направления материалов на техническую экспертизу и вызова представителя УСМТР. При необходимости представитель УСМТР направляет официальный запрос на завод изготовитель о необходимости вызова представителя.

6.4. ПОГРУЗО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ

6.4.1. Перед проведением погрузочно-разгрузочных работ ответственные лица УОТП, а также ответственные лица Подрядных организаций по ТКРС обязаны проверить наличие защитных колпаков и заглушек на ниппельных и муфтовых концах НКТ. В случае отсутствия последних, установить. Также проверяется наличие сертификатов на каждую пачку.

6.4.2. Перед погрузкой НКТ стропальщики должны проверить соответствие транспортного средства требованиям п. 4.3.3 настоящего Регламента бизнес-процесса. В случае выявления нарушений, стропальщики должны сообщить об этом должностному лицу, которое обязано приостановить погрузочно-разгрузочные работы до устранения выявленных нарушений.

6.4.3. Разгрузка насосно-компрессорных труб на кустовых площадках должна производиться только на освобождённые от других труб приёмные мостки или стеллажи.

6.4.4. При проведении погрузочно-разгрузочных работ категорически запрещается:

- сбрасывать НКТ на поверхность транспортного средства, приемные мостки, сортировочные или замерные стеллажи;
- разгружать НКТ непосредственно на грунт или бетон;
- любое иное обращение с насосно-компрессорными трубами, которое может привести к повреждению резьбовой части или тела трубы.

6.4.5. Категорически запрещается перетаскивание волоком, складирование и разгрузка НКТ на грунт.

6.5. СПУСКО - ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

6.5.1. Все НКТ, выходящие с ТИП, должны быть оборудованы предохранительными деталями.

6.5.2. Новые или ремонтные НКТ перед спуском в скважину должны укладываться на освобожденные от других труб чистые приемные мостки, стеллажи с деревянными или металлическими поверхностями, где нет камней, песка или грязи.

6.5.3. При проведении спуска НКТ в скважину, первые две нитки резьбы свинчиваются вручную.

6.5.4. В случае возникновения аварии, связанной с расчленением компоновки НКТ, повреждением резьбовых элементов, ремонтная бригада должна приостановить работу и вызвать комиссию для расследования инцидента.



6.5.5. Во время подъема, перед укладкой НКТ на стеллажи приемных мостков, Подрядная организация по ТКРС обязана провести визуальное обследование НКТ, патрубков, переводников на предмет коррозионного и механического повреждения, проверку резьбы муфтовой и ниппельной частей. Надеть колпачок на ниппель трубы.

6.5.5. Насосно-компрессорные трубы с явными дефектами на резьбовой части или по телу трубы должны укладываться отдельно от насосно-компрессорных труб, годных для повторного применения.

6.5.6. Для оформления меры на спуск НКТ необходимо замерять длину каждой трубы от торца муфты до конца сбег резьбы противоположного конца трубы. При этом должна применяться исправная рулетка с минимальной ценой деления 1 мм. Общая сумма длины каждой НКТ будет представлять длину подвески.

Использование при спуске НКТ, патрубков и переводников с видимыми повреждениями не допускается.

6.5.7. При выполнении СПО и расчете подвески НКТ рекомендуется руководствоваться информацией из Таблиц 3-24, а также в соответствии с Подбором колонн НКТ в скважины ([Приложение 19](#)).

6.5.8. Непосредственно перед свинчиванием НКТ ремонтная бригада Подрядной организации по ТКРС должна нанести резьбоуплотнительную смазку на всю поверхность резьбы чистой кисточкой. Не допускается использование каких-либо растворителей для разбавления смазки. **При наличии консервационной смазки на НКТ ремонтная бригада обязана её удалить с использованием растворителя, применение дизельного топлива не допускается.**

6.5.9. Подъемные агрегаты и инструмент, используемые при проведении СПО, должны быть исправны и иметь технические параметры, соответствующие извлекаемому оборудованию.

6.5.10. Подъемные агрегаты должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами, индикатором веса с записью нагрузки на крюке, а также прибором с регистрацией и сохранением диаграммы свинчивания в графическом или электронном виде.

6.5.11. Бригадой освоения, ТКРС производится точный замер спускаемых НКТ. Длина колонны с полной характеристикой секций НКТ фиксируется в Акте о замере насосно-компрессорных труб, спущенных в скважину ([Приложение 21](#)). Не позднее 72-х часов после окончания ремонта подписанный мастером освоения, ТКРС паспорт на подвеску совместно с мерой спущенных НКТ передается в технологическую службу УНП, далее ответственный специалист, участвующий в учете и движении НКТ, заносит информацию в ИС «Подвески НКТ 3.0». Допускается устанавливать в Обществе срок менее 72-х часов предоставления документации после окончания ремонта скважины, при условии, что данное условие выполнимо и включено в договорные отношения с Подрядными организациями.

6.5.12. Для захвата и удержания на весу колонны НКТ, а также выполнения СПО, необходимо применять соответствующие грузоподъемное оборудование и инструменты, а также направляющие воронки для соединения ниппельной с муфтовой частью НКТ, позволяющие исключить повреждение торцевой части ниппеля. При СПО НКТП в обязательном порядке применять направляющие воронки из неметаллического материала для исключения повреждения защитного покрытия на торце НКТП.



6.5.13. При спуске или подъеме колонны НКТ нельзя допускать резких переходов с одной скорости на другую и превышения допустимых нагрузок для НКТ данного типоразмера и грузоподъемного механизма. Контроль осуществляется с помощью электронного индикатора веса. Бригада ТКРС обязана проводить спускоподъемные операции с применением обтюлятора НКТ заводского исполнения соответствующего размера, с неизношенными уплотняющими элементами.

6.5.14. Перед началом СПО, а также при смене типоразмера спускаемых НКТ, старший оператор бригады ТКРС Подрядной компании устанавливает значение крутящего момента гидравлического ключа в соответствии с размером и типом НКТ.

6.5.15. Перед началом и в процессе проведения СПО с НКТ старший оператор бригады ТКРС проверяет соосность талевого блока с устьем скважины перед спуском или подъемом первой НКТ. Контрольные проверки центровки проводить через каждые 500м.

6.6. ОТБРАКОВКА НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНЕ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЛАДКИХ И РЕЗЬБОВЫХ КАЛИБРОВ

Отбраковка насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников должна происходить в соответствии с требованиями нормативных документов. Насосно-компрессорные трубы, патрубки, переводники, определенные как не пригодные к дальнейшей эксплуатации, не требуют установки и наличия защитных приспособлений на муфтовых и ниппельных концах. Форма акта ревизии поднятых труб приведена в [Приложении 9](#).

Отбраковка НКТ, патрубков, переводников новых завезенных на скважину оформляется по Акту о фактическом качестве труб ([Приложение 20](#)).

Отбраковка насосно-компрессорных труб, патрубков, переводников должна производиться в соответствии с требованиями Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб».

6.6.1. ОСОБЕННОСТИ ОТБРАКОВКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНЕ

6.6.1.1. При получении насосно-компрессорных труб с трубной площадки, представитель УОТП и бригада Подрядная организации по ТКРС должны произвести визуальную проверку тела каждой насосно-компрессорной трубы. При обнаружении даже незначительных повреждений насосно-компрессорная труба должна быть отбракована, складирована отдельно и вывезена на трубный участок, с сопроводительными документами.

6.6.1.2. Отбраковка насосно-компрессорных труб при проведении текущего и капитального ремонта скважин проводится ремонтной бригадой Подрядная организации по ТКРС, члены которой несут персональную ответственность за организацию качественной отбраковки НКТ при спуске в скважину. По результатам отбраковки бригада Подрядная организации по ТКРС вызывает супервайзера для подписания соответствующего акта. При выявлении дефектов на завезенной отремонтированной партии насосно-компрессорных труб должны приглашаться представители Подрядная организации по ремонту труб. В акте супервайзер указывает причину отбраковки, марку насосно-компрессорной трубы, количество спускоподъемных операций, номер сертификата и паспорт подвески. Акт передается МОЛ УОТП.



6.6.2. ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

6.6.2.1. Перед началом визуального контроля резьбу ниппеля и муфты необходимо тщательно очистить от твердых частиц и смазки всех типов (при снятии смазки запрещается использовать дизельное топливо или соленую воду), для снятия смазки рекомендуется использовать пароочиститель. Перед применением калибров необходимо высушить (протереть ветошью) соединения, проверить визуально резьбу ниппеля и муфты НКТ.

6.6.2.2. При проведении СПО, после свинчивания трубы и муфты торец муфты должен совпадать с концом сбегу резьбы на трубе, если после свинчивания с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту ниток, бригада Подрядной организации по ТКРС должна забраковать обе трубы. Сведения по отбракованным НКТ заносятся в АКТ ревизии поднятых НКТ из скважины.

6.6.2.3. При визуальном осмотре контролируется отсутствие сквозных отверстий, свищей, коррозионных растрескиваний металла, коррозии/эрозии (язвенной, питтинговой, пластинчатой в виде расслоения металла), потертость внутренней поверхности тела НКТ, в том числе, со сквозными отверстиями в межвитковом пространстве резьбы ниппеля, дефекты внутреннего защитного покрытия.

6.6.2.4. При наличии у НКТ или ЭТК (патрубков, переводников) одного или нескольких из нижеперечисленных отклонений:

- аварийные (полетные) НКТ с изогнутостью;
- НКТ длиной менее 7м;
- наружные, внутренние дефекты НКТ (по телу, муфте, ниппелю);
- по забитости внутренней полости НКТ посторонними предметами и отложениями, исключающими возможность прохода соответствующего шаблона.

6.6.2.5. Регламентное (нормативное) обслуживание НКТ по факту:

- достижение регламентного срока СР НКТ;
- достижение регламентного количества СПО;
- достижение регламентного срока СКО;
- дефект покрытия (отслоение, вспучивание, сколы и т.д.).

6.6.2.6. Оборудование подлежит вывозу на ТИП для последующего проведения визуально-инструментального контроля.

6.6.3. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО

6.6.3.1. В инструментальный контроль входит проверка конусности и натяга резьбы по наружному и внутреннему диаметрам резьбы гладкими калибрами, натяга резьбовых соединений по среднему диаметру резьбы резьбовыми калибрами. Контроль должен осуществляться сертифицированными калибрами и штангенциркулем. Перед проверкой натяга резьбы резьбовым калибром, калибр должен быть тщательно очищен (Рис. 1 Рис. 1 Рис. 1). Очистку калибров на скважине осуществляет бригада Подрядной организации по ТКРС. Калибр должен иметь одинаковую температуру с проверяемым изделием. При эксплуатации не допускать ударов и коррозии рабочих поверхностей.





Рис. 1 Рекомендации по очистке резьбовых калибров перед применением

6.6.3.2. Во время работы и после применения резьбовых калибров для обеспечения точности измерения необходимо производить очистку специальной грязевой канавки.

6.6.3.3. Очистка канавки осуществляется деревянной или пластиковой пластиной. Применение металлических щеток и приспособлений ЗАПРЕЩЕНО.

6.6.3.4. При спуске УЭЦН на НКТ проверке калибрами подлежат:

- НКТ от УЭЦН до сливного клапана;
- последние 10 НКТ подвески (т.е. установленные под планшайбой);
- 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке.

6.6.3.5. При спуске штангового глубинного насоса на НКТ проверке калибрами подлежат:

- последние 10 НКТ подвески (т.е. установленные под планшайбой);
- 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке.

6.6.3.6. При спуске фонтанных лифтов в нагнетательные, пьезометрические, контрольные скважины на НКТ, проверке калибрами подлежат:

- последние 10 НКТ подвески (т.е. установленные под планшайбой).
- 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке.

6.6.3.7. По окончании работ калибр необходимо отчистить от АСПО и смазки не металлической щеткой и обработать маслом.

6.6.3.8. При отбраковке фондовых насосно-компрессорных труб в объеме **20%** и более мастер Подрядной организации по ТКРС обязан довести данную информацию до технологической службы своей организации, технолога УНП и представителя УОТП. После чего технологическая служба УНП и УОТП должны принять решение о замене всей подвески насосно-компрессорных труб независимо от количества спускоподъемных операций и комплекта подвески насосно-компрессорных труб.

6.6.3.9. При работе с гладкими калибрами натяг определяют, как расстояние между измерительной плоскостью калибра и торцом трубы или муфты (на Рис. 2 обозначен натяг «А» для гладкого калибра пробки и кольца). Номинальный натяг по гладкому калибру пробке и кольцу должен быть равен 0 (измерительная плоскость гладкого калибра пробки и кольца должна совпадать с торцом трубы или муфты). Предельные отклонения $\pm P_1$ приведены в Таблице 1.

Таблица 1
Предельные отклонения для гладких калибров (пробка, кольцо)



УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ D ММ	ШАГ РЕЗЬБЫ P ММ	НАТЯГА ММ	ДОПУСТИМОЕ ОТКЛОНЕНИЕ P_1 ММ
1	2	3	4	5
33	33,4	2,54	0	$\pm 2,5$
42	42,2			
48	48,3			
60	60,3			
73	73,0			
89	88,9	3,175	0	$\pm 3,2$
102	101,6			
114	114,3			

Муфта НКТ



Измерительная плоскость гладкого
калибра пробки

Контролируемая труба



Калибр кольцо



Натяг А

Штангенциркуль



Измерительная плоскость гладкого
калибра кольца

Рис. 2 Проверка резьбы муфты и ниппеля гладкими калибрами

6.6.3.10. При работе с резьбовыми калибрами натяг определяют, как расстояние между измерительной плоскостью калибра и торцом трубы или муфты (на Рис. 3. обозначен натяг «А» для калибра-пробки и натяг «Ат» для калибра-кольца). Натяг резьбы трубы A_T по резьбовому калибру-кольцу должен быть равен величине P_1 . Предельные отклонения $\pm P_1$ приведены в Таблице 2.

Натяг резьбы не должен выходить за допустимые значения A_{min} , A_{max} , A_{Tmin} , A_{Tmax} приведенным в Таблице 2.

Таблица 2



Резьбовые соединения гладких труб и муфт к ним

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ D	ШАГ РЕЗЬБЫ Р	НАТЯГ А	НАТЯГ А _т ПО РЕЗЬБОВОМУ КОЛЬЦУ	ДОПУСТИМОЕ ОТКЛОНЕНИЕ P ₁	ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ НАТЯГОВ (ММ)			
						A MIN	A MAX	A _т MIN	A _т MAX
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	33,4	2,54	5,0	2,5	±2,5	2,5	7,5	0	5,0
42	42,2								
48	48,3								
60	60,3								
73	73,0								
89	88,9	3,175	6,5	3,2	±3,2	3,3	9,7	0	5,0
102	101,6								
114	114,3								

6.6.3.11. Допустимый натяг А_т (показания штангенциркуля) при проверке резьбы резьбовым калибром-кольцом:

- для гладких НКТ (60, 73, 89мм) = от 0 до 5мм;
- для НКТ с высаженными наружу концами = от 0 до 6,4мм.

Контролируемая
труба



Резьбовый
калибр кольцо

Измерительная
плоскость

Натяг А_т



Штангенциркуль

Рис. 3. Проверка резьбы резьбовым калибром-кольцом

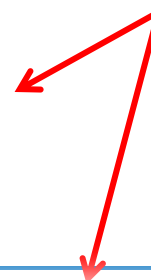
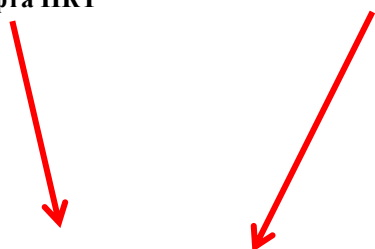
6.6.3.12. Допустимый натяг А_т (показания штангенциркуля) при проверке резьбы резьбовым калибром-пробкой (Рис. 4 Рис. 4):

- для гладких НКТ (60, 73, 89мм) = от 0 до 5мм;
- для НКТ с высаженными наружу концами = от 0 до 6,4мм.

Измерительная
плоскость

Муфта НКТ

Натяг А





Резьбовой калибр
пробка



Штангенциркуль

Рис. 4 Проверка резьбы муфты и ниппеля резьбовыми калибрами

6.6.3.13. Допустимый натяг А (показания штангенциркуля):

- для гладких НКТ (60, 73, 89мм) = от 2,5 до 7,5мм;
- для гладких НКТ (102...114мм) = от 3,3 до 9,7мм.

6.6.3.14. Калибры должны храниться в вентилируемом помещении без паров кислот и щелочей при температуре воздуха от +10 до +35 °С и относительной влажности до 80%.

6.6.3.15. При эксплуатации калибры подлежат периодическому контролю согласно МИ 1812-87.

6.6.3.16. Поверку калибров производить с помощью контрольных калибров. Подрядные организации по бурению скважин и ТКРС проводят поверку калибров своими силами и на свои средства. Результаты поверок заносятся в журнал контроля состояния калибров.

6.6.3.17. Контроль за эксплуатацией, проведением поверок калибров, осуществляет супервайзер во время проверок бригад Подрядных организаций по бурению скважин и ТКРС.

6.6.3.18. Натяг резьбы НКТ гладких и с высаженными наружу концами должен проверяться резьбовым и гладким калибром-кольцом. Натяг резьбы НКТ гладких с покрытием первых трех ниток для резьб изготовленных ГОСТ 633-80 должен проверяться резьбовым калибром-кольцом с допустимым отклонением от ГОСТ 633-80 указанным заводом-изготовителем покрытия. Натяг резьбы муфт к трубам гладкими высаженными наружу концами должен проверяться резьбовым и гладким калибром-пробкой.

6.6.3.19. При необходимости проводится испытание на растяжение, которое должно проводиться по ГОСТ 10006-80 на коротких продольных образцах. Операция проводится в специализированной лаборатории.

6.6.3.20. При необходимости проводится испытание на сплющивание, которое должно проводиться по ГОСТ 8695-2022 на кольцевых образцах шириной 60 мм, отрезаемых от готовых труб (или до нарезания резьбы). Образцы должны отрезаться от гладкой части трубы. Допускается наличие фаски не более 1х45° на кольцевых образцах.

6.7. ХРАНЕНИЕ НКТ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ



6.7.1. Эксплуатационные насосно-компрессорные трубы по всем местам хранения должны складироваться согласно утвержденным схемам размещения трубной продукции и требованиям нормативных документов.

6.7.2. НКТ рекомендуется хранить в соответствии с требованиями, указанными в пункте 5.1.4. данного регламента.

6.7.3. Разгрузка и укладка насосно-компрессорных труб на приемные мостки бригад подрядчика производится таким образом, чтобы нижний ряд находился на уровне не ниже чем 350 мм от поверхности земли.

6.7.4. Каждый ряд насосно-компрессорных труб должен быть переложен деревянными прокладочными брусками не менее чем в трех местах для предотвращения прогиба трубы. На концах прокладочных брусков устанавливаются противораскатные ограничители.

6.7.5. Высота укладки насосно-компрессорных труб на приемных мостках не должна превышать восьми рядов.

6.7.6. Для обеспечения складирования полной подвески насосно-компрессорных труб бригады Подрядных организаций по бурению скважин и ТКРС должны быть обеспечены необходимым количеством стеллажей.

6.8. МАРКИРОВКА

6.8.1. На каждой трубе НКТ должна быть четко нанесена маркировка. Каждый пакет должен иметь бирку, надежно прикрепленную к пакету, следующего содержания:

- условный диаметр трубы, мм;
- группа прочности, (для гладких труб с термоупрочненными концами дополнительно маркируется «ТУК»);
- толщина стенки;
- тип трубы (НКТ, с высаженными концами и т.д.);
- наименование или товарный знак предприятия – изготовителя;
- месяц и год поступления;
- общее количество труб в штуках.

При этом параметры труб не должны противоречить указанным в Таблицах 3-5.

6.8.2. На теле подвесного патрубка должна быть нанесена ударная маркировка глубиной 0,4-0,6 мм, высота знаков не менее 6 мм.

Содержание маркировки подвесного патрубка:

- группа прочности;
- длина в мм;
- заводской номер;
- дата выпуска (месяц, год);
- товарный знак;
- принадлежность патрубка – ПП (патрубок подвесной).



6.8.3. На теле переводника должна быть нанесена ударная маркировка глубиной 0,4-0,6 мм, высота знаков не менее 6 мм.

Содержание маркировки переводников:

- группа прочности;
- заводской номер;
- дата выпуска (месяц, год);
- товарный знак.



7. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НКТ

Геометрические размеры и масса насосно-компрессорных труб представлены в Таблицах 3, 4, 5, 6.

Таблица 3

Трубы гладкие и с высаженными наружу концами и муфты к ним по ГОСТ 633-80 (размеры, мм)

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	ТРУБА							МУФТА		
	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР	ТОЛЩИНА СТЕНКИ	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ ВЫСАЖЕННОЙ ЧАСТИ	ДЛИНА ВЫСАЖЕННОЙ ЧАСТИ	МАССА 1М.ГЛАДКОЙ ТРУБЫ, КГ.	УВЕЛИЧЕНИЕ МАССЫ ТРУБЫ С ВЫСАЖКОЙ, КГ.	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР	ДЛИНА	МАССА, КГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ И МУФТЫ К НИМ										
33	33,4	3,5	26,4	-	-	2,6	-	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	-	-	3,3	-	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	-	-	4,4	-	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	-	-	6,8	-	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5	62,0	-	-	9,2	-	88,9	132	2,4
73	73,0	7,0	59,0	-	-	11,4	-	88,9	132	2,4
89	88,9	6,5	75,9	-	-	13,2	-	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	88,6	-	-	15,2	-	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	-	-	18,5	-	132,1	156	5,1
ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ										
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
73	73,0	7,0	59,0	78,6	95	11,4	0,9	93,2	134	2,8
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
89	88,9	8,0	72,9	95,2	102	16,0	1,3	114,3	146	4,2
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

Примечание:

На внутренней полости трубы на расстоянии (LB min+ 25) мм от торца допускается технологическая конусность не более 1:50.

Таблица 4

Трубы гладкие высокогерметичные и муфты к ним НКМ по ГОСТ 633-80 (размеры, мм)

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	ТРУБА				МУФТА		
	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР D	ТОЛЩИНА СТЕНКИ S	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР D	МАССА 1М, КГ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР DM	ДЛИНА LM	МАССА, КГ
1	2	3	4	5	6	7	8
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
		7,0	59,0	11,4	88,9	135	2,5
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	155	4,1
		8,0	72,9	16,0	108,0	155	4,1
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	205	7,4

Таблица 5

Трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами НКБ по ГОСТ 633-80 (размеры, мм)



УСЛОВН ЫЙ ДИАМЕТ Р ТРУБЫ	НАРУЖНЫ Й ДИАМЕТР D	ТОЛЩ ИНА СТЕН КИ S	ВНУТРЕН НИЙ ДИАМЕТР D	НАРУЖН ЫЙ ДИАМЕТ Р ВЫСАЖЕ ННОЙ ЧАСТИ ДВ (ПРЕДЕЛ ОТКЛОН ЕНИЕ +/- 0,5)	ВНУТРЕНН ИЙ ДИАМЕТР В ПЛОСКОСТ И ТОРЦА НИППЕЛЬН ОГО КОНЦА ДВН MAX	ВНУТР ЕННИЙ ДИАМЕТР КОНЦА ВЫСА ЖЕННО Й ЧАСТИ ДВ	ДЛИНА ВЫСАЖЕ ННОЙ ЧАСТИ LВ MIN	МАССА 1М ГЛАДК ОЙ ТРУБЫ; КГ	УВЕЛИЧЕ НИЕ МАССЫ ТРУБЫ ВСЛЕДС ТВИЕ ВЫСАДК И ОБОИХ КОНЦОВ, КГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
60	60,3	6,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
	73,0	7,0	59,0	86	63,0	57,0	100	11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
	88,9	8,0	72,9	104	77,0	70,9	100	16,0	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	104,0	98,3	100	18,5	4,8

Таблица 6
Геометрические размеры и масса отечественных насосно-компрессорных труб

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР, ММ	ПЛОЩАДЬ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ, СМ2		ОБЪЕМ ЖИДКОСТИ, Л			ПРИВЕДЕННАЯ МАССА 1М ТРУБЫ С МУФТОЙ (МУФТОВОЙ ЧАСТЬЮ) ПО ГОСТ 633-80, КГ			
			ТЕЛА ГЛАДКОЙ ЧАСТИ ТРУБЫ	КАНАЛА ТРУБЫ	ВМЕЩАЕМОЙ 1М ТРУБЫ	ВЫТЕСНЯЕМОЙ 1М ТЕЛА ТРУБЫ		ГЛАДКИЕ	С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ	ТИПА НКМ	ТИПА НКБ
						ГЛАДКОЙ	С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
33	3,5	26,4	3,29	5,47	0,55	0,33	0,34	2,64	2,67	-	-
42	3,5	35,2	4,25	9,73	0,97	0,43	0,44	3,37	3,40	-	-
48	4,0	40,3	5,56	12,75	1,28	0,56	0,58	4,46	4,54	-	-
60	5,0	50,3	8,68	19,86	1,99	0,87	0,90	6,95	7,06	7,01	7,01
73	5,5	62,0	11,66	30,18	3,02	1,17	1,22	9,48	9,64	9,49	9,46
73	7,0	59,0	14,51	27,33	2,73	1,45	1,51	11,68	11,84	11,69	11,70
89	6,5	75,9	16,70	45,34	4,52	1,67	1,76	13,62	13,85	13,68	13,58
89	8,0	72,9	20,21	41,83	4,17	2,02	2,12	-	16,65	16,48	16,43
102	6,5	88,6	19,41	61,62	6,16	1,94	2,03	15,73	15,95	15,80	15,67
114	7,0	100,3	23,58	78,97	7,90	2,36	2,47	19,10	19,43	19,37	19,06

Требования, используемые для расчета подвесок и допустимых нагрузок подвесок НКТ представлены в Таблицах 7-23 и [Приложении 19](#).

Таблица 7
Механические свойства сталей для насосно-компрессорных труб (стандарт АНИ)

ПОКАЗАТЕЛИ	МАРКА СТАЛИ						
	Н-40	Ж-55	Н-80	Р-105	С-75	Л-80	С-95
1	2	3	4	5	6	7	8
ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ МПА: НАИМЕНЬШИЙ	275	379	552	723	516	552	634
НАИБОЛЬШИЙ	-	552	758	930	620	654	758
ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ РАЗРЫВУ , МПА, НЕ МЕНЕЕ	413	516	689	827	654	654	723

Таблица 8
Рекомендуемые моменты свинчивания Насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80



УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	МОМЕНТ СВИНЧИВАНИЯ, Н М	
	ГРУППА ПРОЧНОСТИ «К»	ГРУППА ПРОЧНОСТИ «Л»
1	2	3
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ		
48x4	545	-
60x5	1010	1400
73x5,5	1555	2090
89x6,5	2180	2945
102x6,5	2975	3600
114x7	3355	4005

Таблица 9
Размеры оправок (ГОСТ 633-80) для НКТ

УСЛОВНЫЙ (ДЮЙМОВ) И НАРУЖНЫЙ (ММ) ДИАМЕТРЫ ТРУБ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ОПРАВКИ, ММ
1	2	3
33	3,5	24,0
42	3,5	32,8
48	4,0	37,9
60	5,0	47,9
73	5,5	59,6
	7,0	56,6
89	6,5	72,7
	8,0	69,7
102	6,5	85,4
114	7,0	97,1
РАЗМЕРЫ ОПРАВOK (СТАНДАРТ АНИ) ДЛЯ НКТ		
1,050 (26,7)	2,87	18,5
1,315 (33,4)	3,38	24,3
1,660 (42,2)	3,56	32,7
1,900 (48,3)	3,68	38,5
2 3/8 (60,3)	4,83	48,3
	6,45	45,0
2 7/8 (73,0)	5,51	59,6
	7,82	55,0
3 1/2 (88,9)	6,45	72,8
	9,52	66,7
4 (101,6)	6,65	85,1
4 1/2 (114,3)	6,88	97,4



Таблица 10
Определение глубины прихвата по удлинению свободной части труб

ДИАМЕТР ТРУБ, М	ТОЛЩИНА ТРУБ, М	КОЭФФИЦИЕНТ К ПРИ СИЛЕ НАТЯЖЕНИЯ Р, ТС					
		5	10	15	20	25	30
1	2	3	4	5	6	7	8
48,3	4,0	24,5	12,3	8,2	6,1	-	-
60,3	5,0	38,3	19,1	12,8	9,6	7,7	6,4
73,0	5,5	51,4	25,7	17,1	12,9	10,3	8,6
	7,0	64,0	32,0	21,4	16,0	12,8	10,7
88,9	6,5	74,2	37,1	24,7	18,5	14,8	12,4
	8,0	89,6	44,8	29,9	22,4	17,9	14,9
101,6	6,5	85,6	42,8	28,5	21,4	17,1	14,3
114,3	7,0	104,5	52,2	34,4	26,1	21,0	17,4

Глубину прихвата определяют по формуле:

$$L=k I,$$

где L - длина свободной части труб, м;

I – удлинение колонны труб под действием силы Р, см;

k – коэффициент, постоянный для данного типоразмера труб; значение его приведено ниже в Таблице 10. Силы трения о стенки скважины не учитываются.

Если в компоновку включено несколько секций, состоящих из труб одного типоразмера, то при приложении силы Р каждая секция удлинится на I + Общее удлинение

$$I = I + I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_m$$

где I – удлинение первой секции труб, считая от устья, при приложении силы Р, см.

$$I_1=L_1/k_1; I_2=L_2/k_2; I_3=L_3/k_3; I_m=L_m/k_m,$$

При известной величине I₁, I₂... до получения равенства I = I₁.

Длины секций L₁, L₂, L₃... известны из фактической компоновки; величины k₁, k₂, k₃... из Таблицы 10.

Таблица 11
Страгивающие и растягивающие нагрузки для насосно-компрессорных труб (ГОСТ 633-80), Кн

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ	СТРАГИВАЮЩАЯ НАГРУЗКА ДЛЯ ГЛАДКИХ ТРУБ ПО ГРУППАМ					РАСТЯГИВАЮЩАЯ НАГРУЗКА ДЛЯ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И НКБ ПО ГРУППАМ ПРОЧНОСТИ					РАСТЯГИВАЮЩАЯ НАГРУЗКА ДЛЯ ТРУБ НКМ ПО ГРУППАМ ПРОЧНОСТИ				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
33	3,5	-	-	-	-	-	122	162	177	209	242	-	-	-	-	-
42	3,5	-	-	-	-	-	157	208	229	272	312	-	-	-	-	-
48	4,0	113	148	160	192	222	210	273	310	356	410	-	-	-	-	-
60	5,0	196	250	285	337	388	322	425	468	552	640	265	348	382	452	522
73	5,5	278	365	402	476	540	435	572	620	743	855	363	476	524	610	716
	7,0	370	486	535	636	730	540	712	783	935	1065	468	617	680	804	925
89	6,5	415	546	620	710	820	622	818	900	1065	1227	549	710	780	921	1064
	8,0	-	-	-	-	-	754	995	1090	1298	1485	670	882	967	1142	1320
102	6,5	440	580	640	755	870	723	951	1040	1237	1430	600	820	902	1065	1230
114	7,0	545	717	833	932	1076	880	1155	1270	1505	1745	766	1070	1110	1310	1510



Таблица 12

Внутреннее и наружное давление, при котором напряжение в теле труб (ГОСТ 633-80, исполнение Б) достигает предела текучести, Мпа

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ РТ ПО ГРУППАМ ПРОЧНОСТИ					НАРУЖНОЕ ДАВЛЕНИЕ РКР ПО ГРУППАМ ПРОЧНОСТИ				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
33	3,5	68,5	90,0	99,0	117,0	135,0	54,2	66,5	72,6	84,8	96,7
42	3,5	54,2	71,2	78,3	92,5	107,0	39,7	50,7	55,2	63,8	72,0
48	4,0	54,0	71,0	78,2	92,4	107,0	41,1	52,7	57,5	66,5	75,1
60	5,0	54,0	71,0	78,2	92,4	107,0	39,0	50,0	54,6	63,1	71,4
73	5,5	49,0	64,7	71,0	84,0	97,0	36,2	46,5	50,5	58,0	65,2
73	7,0	62,6	82,2	90,5	107,0	123,3	51,0	66,0	72,3	84,1	95,8
89	6,5	47,6	62,7	69,0	81,6	94,1	36,6	46,5	50,6	58,0	65,0
89	8,0	58,6	77,2	85,0	100,0	116,0	48,7	63,1	69,0	80,4	91,0
102	6,5	41,6	55,0	60,4	71,4	82,4	29,6	37,6	40,5	45,9	50,8
114	7,0	42,0	52,5	57,7	68,9	78,9	28,9	36,9	38,8	43,9	48,3

Таблица 13

Испытательное давление для труб ГОСТ 633-80

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	ДАВЛЕНИЕ ДЛЯ ТРУБ ИЗ СТАЛИ ГРУПП ПРОЧНОСТИ, МПА (КГС/СМ2)						
		Д		К	Е	Л	М	Р
		ИСПОЛНЕНИЕ А	ИСПОЛНЕНИЕ Б					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	3,0	67,2	66,2	87,3	98,1	-	-	-
27	3,0	(685)	(675)	(890)	(1000)	-	-	-
33	3,5	64,3	63,3	83,4	93,7	-	-	-
33	3,5	(655)	(645)	(850)	(955)	-	-	-
42	3,5	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
42	3,5	(515)	(505)	(665)	(750)	-	-	-
48	4,0	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
48	4,0	(515)	(505)	(665)	(750)	-	-	-
60	5,0	50,5	49,5	65,2	73,6	87,3	96,6	122,6
60	5,0	(515)	(505)	(665)	(750)	(890)	(985)	(1250)
73	5,5	45,6	45,1	59,4	66,7	79,0	87,3	112,6
73	5,5	(465)	(460)	(605)	(680)	(805)	(890)	(1145)
73	7,0	57,9	57,4	75,0	84,9	100,6	110,9	122,6
73	7,0	(590)	(585)	(765)	(865)	(1025)	(1130)	(1250)
89	6,5	44,1	43,7	57,4	64,7	76,5	84,4	108,9
89	6,5	(450)	(445)	(585)	(660)	(780)	(860)	(1110)
89	8,0	54,4	53,5	70,6	79,5	94,2	104,0	122,6
89	8,0	(555)	(545)	(720)	(810)	(960)	(1060)	(1250)
102	6,5	38,7	38,3	50,0	56,4	66,7	73,6	95,2
102	6,5	(395)	(390)	(510)	(575)	(680)	(750)	(970)
114	7,0	37,3	36,8	48,1	54,4	64,3	71,1	91,2
114	7,0	(380)	(375)	(490)	(555)	(655)	(725)	(930)

Примечания:

- Если расчетное давление P превышает 68,6 Мпа (700 кгс/см²), испытательное давление принимают равным 68,6 Мпа (700 кгс/см²). По требованию потребителя испытательное давление принимают равным расчетному давлению P , но не более 122,6 Мпа (1250 кгс/см²).
- По согласованию изготовителя с потребителем для труб гладких и с высаженными наружу концами и муфт к ним исполнения Б групп прочности Д и К испытательное давление ограничивается.



Таблица 14

**Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб
отечественного производства по ГОСТ 633-80, м**

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ	ГРУППА ПРОЧНОСТИ				
		Д	К	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ						
48	4,0	1986	2614	2874	3397	3920
60	5,0	2207	2904	3194	3775	4355
73	5,5	2308	3037	3341	3948	4555
73	7,0	2484	3266	3593	4246	4899
89	6,5	2381	3138	3446	4073	4700
102	6,5	2192	2885	3173	3750	4327
114	7,0	2237	2944	3238	3827	4416
ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ						
33	3,5	3612	4751	5226	6177	7128
42	3,5	3593	4729	5200	6147	7092
48	4,0	3582	4714	5185	6128	7070
60	5,0	3564	4690	5159	6097	7035
73	5,5	3535	4651	5116	6046	6976
73	7,0	3573	4700	5171	6110	7051
89	6,5	3504	4610	5072	5994	6916
89	8,0	3539	4657	5122	6054	6985
102	6,5	3535	4651	5117	6047	6977
114	7,0	3537	4654	5119	6050	6981
ТРУБЫ ТИПА НКБ						
60	5,0	3589	4723	5195	6140	7085
73	5,5	3610	4750	5224	6174	7124
73	7,0	3615	4756	5232	6183	7135
89	6,5	3581	4712	5183	6126	7068
89	8,0	3589	4722	5194	6138	7083
102	6,5	3605	4743	5217	6166	7115
114	7,0	3611	4752	5227	6177	7127
ТРУБЫ ТИПА НКМ						
60	5,0	2933	3860	4247	5018	5790
73	5,5	3001	3948	4343	5133	5923
73	7,0	3141	4132	4546	5372	6198
89	6,5	3076	4047	4451	5261	6070
102	6,5	3078	4050	4455	5265	6075
114	7,0	3094	4071	4478	5293	6107

Примечание:

Предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составлены из труб одной группы прочности и толщины стенки, при коэффициенте запаса прочности $n_1=1,3$ для вертикальных скважин.

Таблица 15

**Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб,
изготавливаемых по стандартам АНИ, м**

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	МАРКА СТАЛИ				
		Н-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	P-105
1	2	3	4	5	6	7
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ						
26,7	2,87	1312	1809	2443	2624	-
33,4	3,38	1520	2067	2828	3010	-
42,2	3,56	1565	2169	2952	3153	-
48,3	3,68	1636	2238	3047	3254	-
60,3	4,24	17,62	2418	3293	3512	-
60,3	4,83	1869	2568	3508	3737	4907



НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	МАРКА СТАЛИ				
		Н-40	J-55 (К-55)	С-75	N-80 (L-80)	P-105
1	2	3	4	5	6	7
60,3	6,45	-	-	3891	4148	5445
73,0	5,51	1954	2689	3670	3916	5134
73,0	7,82	-	-	4107	4386	5751
88,9	5,49	1943	2674	3642	3886	5404
88,9	6,45	2060	2836	3858	4120	-
88,9	7,34	2138	2937	4006	4276	5961
88,9	9,52	-	-	4258	4543	-
101,6	5,74	1794	2463	3357	3582	-
114,3	6,88	1937	2679	3668	3916	-
ТРУБЫ, ВЫСАЖЕННЫЕ С МУФТАМИ НОРМАЛЬНОГО ДИАМЕТРА						
26,7	2,87	2578	3566	4856	5199	-
33,4	3,38	2662	3639	4970	5295	-
42,2	3,56	2659	3670	5010	5340	-
48,3	3,68	2655	3663	4981	5311	-
60,3	4,83	2634	3628	4912	5247	6921
60,3	6,45	-	-	5052	5314	7056
73,0	5,51	2633	3629	4978	5299	6905
73,0	7,82	-	-	4997	5354	7020
88,9	6,45	2617	3620	4901	5235	6851
88,9	9,52	-	-	4997	5357	6996
101,6	6,65	2633	3620	4936	5266	-
114,3	6,88	2604	3605	4887	5248	-
С МУФТАМИ УМЕНЬШЕННОГО ДИАМЕТРА						
60,3	4,83	2665	3671	4970	5308	7003
60,3	6,45	-	-	5098	5362	7120
73,0	5,51	2672	3683	5052	5378	7007
73,0	7,82	-	-	5048	5408	7091
88,9	6,45	2674	3698	5006	5348	6998
88,9	9,52	-	-	5071	5436	7099
БЕЗМУФТОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ						
33,4	3,38	2163	3004	4086	4356	-
42,2	3,18	2484	3391	-	-	-
42,2	3,56	2238	3059	4189	4455	-
48,3	3,18	2636	3630	-	-	-
48,3	3,68	2283	3144	4285	4566	-
52,4	3,96	2574	3544	4815	5149	-

Примечание:

Предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составленной из труб одной группы прочности и толщины стенки, при коэффициенте запаса прочности $n_1=1,3$ для вертикальных скважин.

Таблица 16

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в резьбовой части соединений труб, изготавливаемых по стандартам АНИ, достигают предела текучести, кН

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	МАРКА СТАЛИ				
		Н-40	J-55 (К-55)	С-75	N-80 (L-80)	P-105
1	2	3	4	5	6	7
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ						
26,7	2,87	28	39	53	57	-
33,4	3,88	49	67	91	97	-
42,2	3,56	69	95	129	138	-
48,3	3,68	85	117	159	170	-
60,3	4,24	134	184	251	268	-
60,3	4,83	160	220	300	319	419
60,3	6,45	-	-	429	458	601



НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	МАРКА СТАЛИ				
		Н-40	J-55 (К-55)	С-75	Н-80 (L-80)	Р-105
1	2	3	4	5	6	7
73,0	5,51	234	322	440	469	615
73,0	7,82	-	-	663	709	929
88,9	5,49	289	398	542	578	-
88,9	6,45	354	487	662	708	928
101,6	7,34	412	566	771	823	1438
114,3	9,52	-	-	1027	1096	-
114,3	5,74	321	440	600	640	-
114,3	6,88	461	637	872	931	-
ТРУБЫ С БЕЗМУФТОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ						
33,4	3,38	71	98	133	142	-
42,2	3,18	99	135	-	-	-
42,2	3,56	99	135	185	197	-
48,3	3,18	120	165	-	-	-
48,3	3,68	120	165	224	239	-
52,4	3,96	159	219	297	318	-

Таблица 17

Моменты свинчивания для зарубежных труб с муфтами, изготовленных по стандарту

АНИ, Н-м

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ, ДЮЙМОВ (ММ)	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	УРОВЕНЬ	МАРКА СТАЛИ					
			Н-40	J-55	С-75	L-80	Н-80	Р-105
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ								
1,050 (26,7)	2,87	Опт.	193	248	317	331	345	-
		Мин.	152	193	235	248	262	-
		Макс.	248	317	400	414	428	-
1,315 (33,4)	3,38	Опт.	290	373	497	511	524	-
		Мин.	221	276	373	386	400	-
		Макс.	359	469	621	635	662	-
1,660 (42,2)	3,56	Опт.	373	483	635	649	676	-
		Мин.	276	359	483	483	511	-
		Макс.	469	607	800	814	842	-
1,900 (48,3)	3,68	Опт.	442	566	745	773	787	-
		Мин.	331	428	566	580	593	-
		Макс.	552	704	938	966	980	-
2 3/8 (60,3)	4,24	Опт.	649	842	1004	1145	1173	-
		Мин.	483	635	828	856	883	-
		Макс.	814	1049	1380	1435	1463	-
2 3/8 (60,3)	4,84	Опт.	773	1007	1325	1366	1408	1766
		Мин.	580	759	994	1021	1063	1325
		Макс.	966	1256	1656	1711	1766	2208
2 3/8 (60,3)	6,45	Опт.	-	-	1904	1960	2015	2539
		Мин.	-	-	1435	1477	1518	1904
		Макс.	-	-	2387	2456	2525	3174
2 7/8 (73)	5,51	Опт.	1104	1449	1904	1973	2029	2553
		Мин.	828	1090	1435	1477	1518	1918
		Макс.	1378	1808	2387	2470	2540	3187
2 7/8 (73)	7,82	Опт.	2884	-	-	2981	3050	3850
		Мин.	2167	-	-	2236	2291	2884
		Макс.	3602	-	-	3726	3809	4816
3 1/2 (88,9)	5,49	Опт.	1270	1670	2208	2291	2346	-
		Мин.	952	1256	1656	1725	1766	-
		Макс.	1587	2084	2760	2870	2939	-
3 1/2	6,45	Опт.	1546	2042	2691	2801	2857	3616



УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ, ДЮЙМОВ (ММ)	ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ	УРОВЕНЬ	МАРКА СТАЛИ					
			Н-40	J-55	C-75	L-80	N-80	P-105
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(88,9)		Мин. Макс.	1159 1932	1532 2553	2015 3367	2098 3505	2139 3574	2719 4526
3 ½ (88,9)	7,34	Опт. Мин. Макс.	1808 1352 2263	2374 1780 2967	3133 2346 3919	3257 2443 4071	3326 2498 4154	- - -
3 ½ (88,9)	9,52	Опт. Мин. Макс.	- - -	- - -	4181 3133 5230	4333 3257 5423	4430 3326 5534	5603 4209 8390
4 (101,6)	5,74	Опт. Мин. Макс.	1297 980 1628	1711 1283 2139	2263 1697 2829	2360 1766 2953	2401 1808 3008	- - -
4 ½ (114,3)	6,88	Опт. Мин. Макс.	1822 1366 2277	2401 1808 3008	3174 2387 3974	3312 2484 4140	3367 2525 4209	- - -
1,050 (26,7)	2,87	Опт. Мин. Макс.	635 483 800	828 621 1035	1076 814 1352	1118 842 1394	1145 856 1435	- - -
1,315 (33,4)	3,38	Опт. Мин. Макс.	607 455 759	787 593 980	1021 773 1283	1049 787 1311	1090 814 1366	- - -
1,660 (42,2)	3,56	Опт. Мин. Макс.	731 552 911	952 718 1187	1256 938 1573	1297 980 1628	1325 994 1656	- - -
1,900 (48,3)	3,68	Опт. Мин. Макс.	925 690 1159	1676 911 1518	1587 1187 1987	1642 1228 2056	1684 1269 2111	- - -
2 3/8 (60,3)	4,83	Опт. Мин. Макс.	1366 1021 1711	1780 1339 2222	2346 1766 2939	2429 1822 3036	2484 1863 3105	3133 2346 3919
2 3/8 (60,3)	6,45	Опт. Мин. Макс.	- - -	- - -	2926 2194 3657	3022 2263 3781	3091 2318 3864	3905 2926 4885
2 7/8 (73)	5,51	Опт. Мин. Макс.	1725 1297 2153	2277 1711 2843	2995 2249 3740	3105 2332 3878	3174 2387 3974	4015 3008 5023
2 7/8 (73)	7,82	Опт. Мин. Макс.	- - -	- - -	3933 2953 4913	4071 3050 5092	4168 3133 5216	5257 3946 6569
3 ½ (88,9)	6,45	Опт. Мин. Макс.	2387 1794 2981	3146 2360 3933	4154 3119 5189	4319 3243 5396	4416 3312 5520	5589 4195 6983
3 ½ (88,9)	9,52	Опт. Мин. Макс.	- - -	- - -	5575 4181 6969	5796 4347 7245	5920 4444 7397	7493 5617 9370
4 (101,6)	6,65	Опт. Мин. Макс.	2677 2015 3353	3533 2650 4416	4678 3505 5851	4871 3657 6086	4968 3726 6210	- - -
4 ½ (114,3)	6,88	Опт. Мин. Макс.	2981 2236 3726	3947 2967 4940	5216 3919 6527	5437 4085 6803	5548 4168 6941	- - -

Примечание:



**опт., *мин., *макс., - соответственно- оптимальный, минимальный, максимальный моменты свинчивания труб.*

Таблица 18
Гладкие насосно-компрессорные трубы по стандартам API (размеры, мм)

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР	ТОЛЩИНА СТЕНКИ	МАРКА СТАЛИ
1	2	3
26,7	2,87	H-40. J-55. C-75. N-80
33,4	3,38	H-40. J-55. C-75. N-80
42,2	3,56	H-40. J-55. C-75. N-80
48,3	3,68	H-40. J-55. C-75. N-80
60,3	4,24	H-40. J-55. C-75. N-80
60,3	4,83	H-40. J-55. C-75. N-80. P-105
60,3	6,45	N-80. C-75. P-105
73,0	5,51	H-40. J-55. C-75. N-80. P-105
73,0	7,82	C-75. N-80. P-105
88,9	5,49	H-40. J-55. C-75. N-80
88,9	6,45	H-40. J-55. C-75. N-80. P-105
88,9	7,34	H-40. J-55. C-75. N-80
88,9	9,52	C-75. N-80. P-105
101,6	5,74	H-40. J-55. C-75. N-80
114,3	6,88	H-40. J-55. C-75. N-80

Таблица 19
Насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами по стандартам API (размеры, мм)

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР	ТОЛЩИНА СТЕНКИ	МАРКА СТАЛИ
1	2	3
26,7	2,87	H-40. J-55. C-75. N-80
33,4	3,38	H-40. J-55. C-75. N-80
42,2	3,56	H-40. J-55. C-75. N-80
48,3	3,68	H-40. J-55. C-75. N-80
60,3	4,83	H-40. J-55. C-75. N-80. P-105
60,3	6,45	C-75. N-80. P-105
73,0	5,51	H-40. J-55. N-80. P-105
73,0	7,82	C-75. N-80. P-105
88,9	6,45	H-40. J-55. C-75. N-80. P-105
88,9	9,52	C-75. N-80. P-105
101,6	6,65	H-40. J-55. C-75. N-80
114,3	6,88	H-40. J-55. C-75. N-80

Таблица 20
Размеры профиля резьбы труб и муфт по ГОСТ 633-80, (размеры, мм)

ПАРАМЕТРЫ РЕЗЬБЫ	ЧИСЛО НИТОК НА ДЛИНЕ 25,4 ММ	
	10	8
1	2	3
ШАГ РЕЗЬБЫ Р	2,540	3,175
ВЫСОТА ИСХОДНОГО ПРОФИЛЯ Н*	2,200	2,750
ВЫСОТА ПРОФИЛЯ Н1	+ 0,05	+0,05
РАБОЧАЯ ВЫСОТА ПРОФИЛЯ Н*	1,412	1,810
УГОЛ ПРОФИЛЯ А*	- 0,10	- 0,10
РАДИУС ЗАКРУГЛЕНИЯ:	1,336	1,734
ВЕРШИНЫ ПРОФИЛЯ R	60o	60o
ВПАДИНЫ ПРОФИЛЯ R1	+ 0,045	+ 0,045
УГОЛ НАКЛОНА СТОРОНЫ ПРОФИЛЯ А/2	0,432	0,508
ЗАЗОР Z*	0,356	0,432
УГОЛ УКЛОНА	- 0,045	- 0,045



ПАРАМЕТРЫ РЕЗЬБЫ	ЧИСЛО НИТОК НА ДЛИНЕ 25,4 ММ	
	10	8
КОНУСНОСТЬ 2TG	30+-1o 0,076 1o47 24'' 1:16	30+-1o 0,076 1o47 24'' 1:16



Таблица 21
Соединение гладких насосно-компрессорных труб по стандартам API (размеры, мм)

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР D	ТОЛЩИНА СТЕНКИ S	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ D	ПРИВЕДЕННАЯ МАССА 1М ТРУБЫ И МУФТЫ*, КГ	ШАГ РЕЗЬБЫ	СРЕДНИЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ В ОСНОВНОЙ ПЛОСКОСТИ D СР.	ОБЩАЯ ДЛИНА РЕЗЬБЫ G	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР МУФТЫ DM	ДЛИНА МУФТЫ LM	РАССТОЯНИЕ ОТ ТОРЦА МУФТЫ ДО КОНЦА СБЕГА РЕЗЬБЫ НА ТРУБЕ ПРИ СВИНЧИВАНИИ ВРУЧНУЮ (НАТЯГ)A	ШИРИНА ТОРЦОВОЙ ПЛОСКОСТИ В	ДИАМЕТР РАСТОЧКИ МУФТЫ DP	ДИАМЕТР ТОРЦОВОЙ ПЛОСКОСТИ У МУФТЫ СО СКОСАМИ 200DB
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
26,7	2,87	20,96	1,70	2,54	25,334	27,8	33,4	81,0	5,08	1,6	28,3	30,0
33,4	3,38	26,64	2,53	2,54	32,065	26,6	42,2	82,6	5,08	2,4	35,0	37,8
42,2	3,56	35,06	3,44	2,54	40,828	31,8	52,2	88,9	5,08	3,2	43,8	47,2
48,3	3,68	40,94	4,09	2,54	46,924	34,9	55,9	95,2	5,08	1,6	49,9	52,1
60,3	4,24	51,82	5,98	2,54	58,989	41,3	73,0	108,0	5,08	4,8	61,9	66,7
	4,83	50,64	6,71	2,54	58,989	41,3	73,0	108,0	5,08	4,8	61,9	66,7
	6,45	47,40	8,66	2,54	58,989	41,3	73,0	108,0	5,08	4,8	61,9	66,7
73,0	5,51	62,00	9,41	2,54	71,689	52,4	88,9	130,2	5,08	4,8	74,6	81,0
	7,82	57,36	12,68	2,54	71,689	52,4	88,9	130,2	5,08	4,8	74,6	81,0
88,9	5,49	77,92	11,68	2,54	87,564	58,8	108,0	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
	6,45	76,00	13,48	2,54	87,564	58,8	108,0	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
	7,34	74,22	15,11	2,54	87,564	58,8	108,0	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
	9,52	69,86	18,93	2,54	87,564	58,8	108,0	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
101,6	5,74	90,12	14,02	3,175	99,866	60,3	126,0	146,0	6,35	4,8	103,2	111,1
114,3	6,88	100,54	18,66	3,175	112,566	65,1	132,1	155,0	6,35	4,8	115,9	123,2



Таблица 22
Соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами по стандартам API (размеры, мм.)

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	ПРИВЕДЕННАЯ МАССА 1М ТРУБЫ И МУФТЫ, КГ		ШАГ РЕЗЬБЫ	СРЕДНИЙ ДИАМЕТР РЕЗЬБЫ В ОСНОВНОЙ ПЛОСКОСТИ	ОБЩАЯ ДЛИНА РЕЗЬБЫ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ВЫСАДКИ	ДЛИНА ПЕРЕХОДНОЙ ЧАСТИ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР МУФТЫ		ДИАМЕТР РАСТОЧКИ МУФТЫ	ДЛИНА МУФТЫ	ШИРИНА ТОРЦОВОЙ ПЛОСКОСТИ МУФТЫ	ДИАМЕТР ТОРЦОВОЙ ПЛОСКОСТИ У МУФТЫ СО СКОСАМИ 200	
			НОРМАЛЬНАЯ	УМЕНЬШЕННАЯ						НОРМАЛЬНЫЙ	УМЕНЬШЕННЫЙ				НОРМАЛЬНЫЙ	УМЕНЬШЕННЫЙ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
26,7	2,87	20,96	1,79	-	2,54	32,065	28,6	33,4	60,3	42,4	-	35,0	82,6	2,4	37,8	-
33,4	3,38	26,64	2,60	-	2,54	39,970	31,8	37,3	63,5	48,3	-	38,9	88,9	2,4	42,8	-
42,2	3,56	35,08	3,50	-	2,54	44,701	34,9	46,0	66,7	55,9	-	47,6	95,2	3,2	51,0	-
48,3	3,68	40,94	4,20	-	2,54	51,845	36,5	53,2	68,3	63,5	-	54,8	98,4	3,2	58,3	-
60,3	4,83	50,64	6,89	6,81	3,175	64,148	49,2	65,9	101,6	77,8	73,9	67,5	123,8	4,0	71,8	69,9
60,3	6,45	47,40	8,83	8,75	3,175	64,148	49,2	65,9	101,6	77,8	73,9	67,5	123,8	4,0	71,8	69,9
73,0	5,51	62,00	9,58	9,44	3,175	76,848	54,0	78,6	108,0	93,2	87,9	80,2	133,4	5,6	85,9	83,2
73,0	7,82	57,36	12,93	12,80	3,175	76,848	54,0	78,6	108,0	93,2	87,9	80,2	133,4	5,6	85,9	83,2
88,9	6,45	76,00	13,81	13,52	3,175	93,516	60,3	95,2	114,3	114,3	106,2	98,6	146,0	6,4	104,8	100,7
88,9	9,52	69,86	19,24	18,96	3,175	93,516	60,3	95,2	114,3	114,3	-	96,8	146,0	6,4	104,8	100,7
101,6	6,65	88,30	16,36	-	3,175	106,216	60,5	108,0	114,3	127,0	-	109,6	152,4	6,4	117,5	-
114,3	6,88	100,54	19,20	-	3,175	118,916	66,7	120,6	120,6	141,3	-	122,2	158,8	6,4	131,0	-



Таблица 23

Резьбовые соединения гладких труб и труб с высаженными наружу концами и муфт к ним по ГОСТ 633-80 (размеры, мм.)

СЛОЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР D ГЛАДКОЙ И ВЫСАЖЕННОЙ ЧАСТИ DV ТРУБЫ	ШАГ РЕЗЬБЫ P	СРЕДНИЙ ДИАМЕТР РЕЗЬБЫ В ОСНОВНОЙ ПЛОСКОСТИ DCP	ДИАМЕТР РЕЗЬБЫ В ПЛОСКОСТИ ТОРЦА ТРУБЫ		ДЛИНА РЕЗЬБЫ ТРУБЫ			СБЕГ L1 MAX	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТУБЫ В ПЛОСКОСТИ ТОРЦА МУФТЫ D3*	ДИАМЕТР ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ВЫТОЧКИ D3 (ПРЕД. ОТКЛ. +0,8)	ШИРИНА ТОРЦОВОЙ ПЛОСКОСТИ МУФТЫ В MIN	ГЛУБИНА ВЫТОЧКИ МУФТЫ L0 (ПРЕД.ОТКЛ.+1,5 -0,5)	РАССТОЯНИЕ ОТ ТОРЦА МУФТЫ ДО КОНЦА СБЕГА РЕЗЬБЫ НА ТРУБЕ ПРИ СВИНЧИВАНИИ ВРУЧНУЮ, А
				НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР D1*	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР D2*	НОМИНАЛЬНАЯ	ПРЕД. ОТКЛ.	ДО ОСНОВНОЙ ПЛОСКОСТИ L*						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТРУБЫ ГЛАДКИЕ														
33	33,4	2,540	32,065	32,382	29,568	29	+2,5	16,3	8	31,210	35,0	2,0	8,0	5,0
42	42,2	2,540	40,828	40,948	38,124	32	+2,5	19,3	8	39,973	43,8	2,5	8,0	5,0
48	48,3	2,540	46,924	46,866	44,42	35	+2,5	22,3	8	46,069	49,9	1,5	8,0	5,0
60	60,3	2,540	58,989	58,494	55,670	42	+2,5	29,3	8	58,134	61,9	4,0	8,0	5,0
73	73,0	2,540	71,689	70,506	67,682	53	+2,5	40,3	8	70,834	74,6	5,5	8,0	5,0
89	88,9	2,540	87,564	85,944	83,120	60	+2,5	47,3	8	86,709	90,5	6,5	8,0	5,0
102	101,6	3,175	99,866	98,519	94,899	62	+3,2	49,3	10	98,519	103,2	6,5	9,5	6,5
114	114,3	3,175	112,566	111,031	107,411	65	+3,2	52,3	10	111,219	115,9	6,0	9,5	6,5
ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ														
27	33,4	2,540	32,065	32,383	29,568	29	+2,5	16,3	8	31,210	35,0	2,0	8,0	5,0
33	37,3	2,540	35,970	36,100	33,276	32	+2,5	19,3	8	36,115	38,9	3,0	8,0	5,0
42	46,0	2,540	44,701	44,643	41,819	35	+2,5	22,3	8	43,846	47,6	2,5	8,0	5,0
48	53,2	2,540	51,845	51,662	48,833	37	+2,5	24,3	8	50,990	54,8	2,5	8,0	5,0
50	65,9	3,175	64,148	63,551	59,931	50	+3,2	37,3	10	62,801	67,5	3,5	9,5	6,5
73	78,6	3,175	76,848	76,001	72,381	54	+3,2	41,3	10	75,501	80,2	4,5	9,5	6,5
89	95,2	3,175	93,516	92,294	88,674	60	+3,2	47,3	10	92,169	96,9	6,5	9,5	6,5
102	108,0	3,175	106,216	104,744	101,124	64	+3,2	51,3	10	104,869	109,6	6,5	9,5	6,5
114	120,6	3,175	118,916	117,256	113,636	67	+3,2	54,3	10	117,569	122,3	7,5	9,5	6,5



Таблица 24
Соответствие ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014), ГОСТ 633-80

ГОСТ Р 53366-2009					ISO 11960:2004					ГОСТ 633-80			
ГРУППА ПРОЧНОСТИ	ТИП	ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА		ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ, МПА, МИН.	ГРУППА ПРОЧНОСТИ	ТИП	ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА		ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ, МПА, МИН.	ГРУППА ПРОЧНОСТИ	ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА		ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ, МПА, МИН.
		МИН.	МАКС.				МИН.	МАКС.			МИН.	МАКС.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
H40	-	276	552	414	H40	-	276	552	414	-	-	-	-
J55	-	379	552	517	J55	-	379	552	517	-	-	-	-
K55	-	379	552	655	K55	-	379	552	655	Д	379	552	655
K72	-	490	-	687	-	-	-	-	-	К	490	-	687
N80	1	552	758	689	N80	1	552	758	689	-	-	-	-
N80	Q	552	758	689	N80	Q	552	758	689	Е	552	758	689
M65	-	448	586	586	M65	-	448	586	586	-	-	-	-
L80	BCE	552	655	655	L80	BCE	552	655	655	-	-	-	-
C90	1 И 2	621	724	689	C90	1 И 2	621	724	689	-	-	-	-
C95	-	655	862	758	C95	-	655	758	724	Л	655	862	758
T95	1 И 2	655	758	724	T95	1 И 2	655	758	724	-	-	-	-
P110	-	758	965	862	P110	-	758	965	862	М	758	965	862
Q125	1-4	862	1034	931	Q125	1-4	862	1034	931	-	-	-	-
Q135	-	930	1137	1000	-	-	-	-	-	Р	930	1137	1000



8. ССЫЛКИ

1. API Spec 5CT Addendum 1-2021 Addendum to casing and tubing.
2. Приказ Министерства финансов Российской Федерации от 13.06.1995 №49 «Об утверждении Методических указаний по инвентаризации имущества и финансовых обязательств».
3. ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
4. ГОСТ 10006-80 Трубы металлические. Метод испытания на растяжение.
5. ГОСТ 8695-2022 Трубы металлические. Метод испытания на сплющивание.
6. ГОСТ 23979-2018 Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия
7. ГОСТ 10692-2015 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
8. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
9. РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб».
10. МИ 1812-87 Методические указания. Калибры резьбовые конические Методика контроля.
11. Регламент бизнес-процесса Компании № П2-02 Р-0375 «Управление запасами материально-технических ресурсов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы»
12. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно- компрессорных труб».
13. Типовые требования Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубо-инструментальных площадок. Требование и супервайзинг».
14. Единые технические требования Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».
15. Регламент бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».
16. Инструкция ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-10 И-000003 ЮЛ-428 «Прием-передача кустовых площадок и устьев эксплуатационных скважин в процессе строительства скважин».
17. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-01 Р-0056 ЮЛ-428 «Входной контроль качества материально-технических ресурсов на объектах строительства Общества».



18. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в действующей редакции.
19. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428 «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов».
20. Методическими указаниями ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № ПЗ-07 М-0070 ЮЛ-428 «Инвентаризация активов и обязательств».



9. ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 25

Перечень Приложений к Регламенту бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Акт общей формы	Включено в настоящий файл
2	Акт приемки насосно-компрессорных труб по качеству	Включено в настоящий файл
3	Заявка на завоз и вывоз НКТ	Включено в настоящий файл
4	Акт расследования расхождения количества НКТ	Включено в настоящий файл
5	Реестр отбракованных НКТ	Включено в настоящий файл
6	Методика расчета удельного веса технологических обрезков труб НКТ	Включено в настоящий файл
7	Расчет массы при списании НКТ б/у с АСПО и другими отложениями	Включено в настоящий файл
8	Паспорт комплектации подвески НКТ	Включено в настоящий файл
9	Акт ревизии поднятых труб	Включено в настоящий файл.
10	Информационная карточка	Включено в настоящий файл
11	Патрубки подвесные НКТ 73	Включено в настоящий файл
12	Патрубки подвесные НКТ 89	Включено в настоящий файл
13	Переводники для НКТ Н89хВ73	Включено в настоящий файл
14	Переводники для НКТ Н73хВ73	Включено в настоящий файл
15	Информационная карточка на патрубок и переводник	Включено в настоящий файл.
16	Форма паспорта на патрубок подвесной (переводник) с примером заполнения	Включено в настоящий файл
17	Акт о замере НКТ, поднятых из скважины	Включено в настоящий файл
18	Акты расследования причин отбраковки НКТ не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине	Включено в настоящий файл
19	Подбор колонн НКТ в скважины	Включено в настоящий файл
20	Акт о фактическом качестве труб	Включено в настоящий файл
21	Форма Акта о замере НКТ, спускаемых в скважину	Включено в настоящий файл



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА АКТА ОБЩЕЙ ФОРМЫ

АКТ ОБЩЕЙ ФОРМЫ № _____

"__" _____ 20__ г.

Автотранспортное предприятие или организация

Марка и номер автомобиля _____

Номер прицепа _____

Настоящий акт составлен в присутствии следующих лиц:

(Ф.И.О, должность)

(Ф.И.О, должность)

(Ф.И.О, должность)

Грузоотправитель _____
(указывается в полном соответствии с данными в ТТН)

Грузополучатель _____

Товарно-транспортная
накладная N _____ от "_____" _____ 20__ г.

Наименование груза _____
(указывается в полном соответствии с данными в ТТН)

Описание обстоятельств, вызвавших составление акта: _____

Подписи:



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. АКТ ПРИЕМКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПО КАЧЕСТВУ

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» АКТ № ПРИЕМКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПО КАЧЕСТВУ

от « _____ » _____ 20__ г.

Место составления акта: _____

Комиссия в составе: _____

составила настоящий акт о приемке НКТ _____ стенка _____ мм., группа прочности _____

Грузополучатель: _____

Изготовитель: _____

Поставщик: _____

Сертификат качества №: _____

Заводские номера труб: _____ ;

Дата изготовления труб: _____ Дата проверки: _____

Отбраковано, шт. _____ метров _____

Причина отбраковки _____

Подписи:

_____	_____	_____
Должность	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
Должность	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
Должность	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
Должность	(подпись)	(расшифровка подписи)



ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ЗАЯВКА НА ЗАВОЗ И ВЫВОЗ НКТ

ЗАЯВКА НА ЗАВОЗ И ВЫВОЗ НКТ

МЕСТО ОЖИДАНИЯ	КУСТ №,	СКВ. №	№ БРИГАДЫ СК ПО ТКРС	ЗАВОЗ (МАРКА, ТИП, КОЛИЧЕСТВО)	ВЫВОЗ (МАРКА, ТИП, КОЛИЧЕСТВО, С КАКОЙ СКВ ПОДНЯТО ГНО)	ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ	ВРЕМЯ ИСПОЛ- НЕНИЯ	ПРИОРИТЕТ НОСТЬ ВЫПОЛНЕН- ИЯ ЗАЯВОК
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Согласовывает ответственное лицо Подрядной организации по ТКРС (нач. ПДС, главный технолог или другое отв. лицо)

Согласовано: _____



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. АКТ РАССЛЕДОВАНИЯ РАСХОЖДЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НКТ

УТВЕРЖДАЮ:

(должность)

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

(ФИО)

«___» _____ 20__ г.

АКТ

Расследования расхождения количества НКТ от «___» _____ 20__ г.

Мы нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что на скважине _____ куста _____ месторождения бригадой _____ № _____ мастера _____ произведен подъем подвески НКТ.

Согласно паспорту комплектации подвески НКТ и отчету о состоянии и замере НКТ в скважине находились:

марка НКТ	Количество НКТ	
	Шт.	м.

Предыдущий спуск подвески НКТ производился «___» _____ 20__ г. бригадой _____ № _____ мастера _____

Количество НКТ после подъема из скважины:

марка НКТ	Количество НКТ	
	Шт.	м.

Выявлено несоответствие в количестве:

марка НКТ	Количество НКТ	
	Шт.	м.

Заключение комиссии _____

Начальник УОТП

(подпись)

(расшифровка подписи)

ЦДНГ

(подпись)

(расшифровка подписи)

Мастер бригады _____ № _____

(подпись)

(расшифровка подписи)



ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РЕЕСТР ОТБРАКОВАННЫХ НКТ

НКТ Ø

Славнефть-Красноярскнефтегаз

Дата составления	Отчетный период

Реестр №__

отбракованных НКТ забитых АСПО и другими отложениями

№ п/ п	№ пачки/месяц- год			Ø НКТ	Вид отбраковк и	№ стеллаж а	Количество при оприходовании НКТ б/у			Средняя толщина стенки НКТ б/у
							штуки	метры	Расчетн ым методом (тн)	мм
ИТОГО:										

Начальник УОТП

МОЛ УОТП

Представитель ЦДНГ



ПРИЛОЖЕНИЕ 6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА УДЕЛЬНОГО ВЕСА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБРЕЗКОВ ТРУБ НКТ

Методика расчета удельного веса технологических обрезков труб НКТ

Производить расчет удельного веса технологических обрезков труб НКТ и отбракованных в процессе ведения ремонта муфт по формуле:

$$P = A : (B - B_1),$$

где P – Удельный вес технологических обрезков труб НКТ и отбракованных в процессе ведения ремонта муфт;

A - Вес сданных технологических обрезков труб и муфт в качестве металлолома в кг;

B - Длина труб, поступивших на ремонт в цех в метрах;

B₁ - Длина труб, прошедших ремонт в цехе в метрах.

Согласно ГОСТ Р 52203-2004 теоретическая масса 1 метра новых НКТ и муфт приведена в Таблице 26:

Таблица 26
Теоретическая масса 1 метра новых НКТ и муфт

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ	ТРУБА				МУФТА		
	НОМИНАЛЬНЫЙ НАРУЖНЫЙ Ф Д	НОМИНАЛЬНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ S	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР D	ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ МАССА 1 М Q, КГ	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР DM	ДЛИНА LM	МАССА, КГ
1	2	3	4	5	6	7	8
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84,0	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90,0	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96,0	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110,0	1,3
73	73	5,5	62,0	9,2	88,9	132,0	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146,0	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150,0	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156,0	5,1



ПРИЛОЖЕНИЕ 7. РАСЧЕТ МАССЫ ПРИ СПИСАНИИ НКТ Б/У С АСПО И ДРУГИМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Расчет массы одного пакета НКТ б/у с АСПО и другими отложениями:

$$m_{1\text{пак}} = \left(\frac{\Delta_{\text{ср}} \cdot m_{1\text{м}}}{\Delta_{\text{нов}}} \right) \cdot L_{\text{пак}} + (m_{1\text{мф}} \cdot 0,98) \cdot N_{\text{шт}}$$

$m_{1\text{пак}}$ – расчётная масса одного пакета НКТ б/у с АСПО и другими отложениями;

$\Delta_{\text{нов}}$ – толщина стенки новой НКТ по ГОСТ 633-80;

$\Delta_{\text{ср}}$ – фактическая толщина стенки НКТ б/у с АСПО и другими отложениями;

$m_{1\text{м}}$ – масса одного метра новой НКТ по ГОСТ 633-80;

$L_{\text{пак}}$ – общая длина НКТ в пакете;

$m_{1\text{мф}}$ – вес одной муфты НКТ с учётом коэффициента = 0,98;

0,98 – коэффициент износа муфты НКТ;

$N_{\text{шт}}$ – количество труб в пакете.

Расчет массы муфт б/у:

Все муфты по ГОСТ 633-80 * коэффициент износа = 0,98

Таблица 27
Масса гладких труб и муфт к ним

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР (ММ)	ТРУБА по ГОСТ 633-80		МУФТА		
	НОМИНАЛЬНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ (ММ)	ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ МАССА 1М НКТ БЕЗ МУФТЫ (КГ)	МАССА по ГОСТ 633-80 (КГ)	КОЭФФИЦИЕНТ ИЗНОСА	РАСЧЕТНАЯ МАССА МУФТ Б/У (КГ)
1	2	3	4	5	6
48	4,0	4,4	0,5	0,98	0,49
60	5,0	6,8	1,3	0,98	1,27
73	5,5	9,2	2,4	0,98	2,35
	7,0	11,4			
89	6,5	13,2	3,6	0,98	3,53
102	6,5	15,2	4,5	0,98	4,41
114	7,0	18,5	5,1	0,98	5,00



ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПАСПОРТ КОМПЛЕКТАЦИИ ПОДВЕСКИ НКТ

ЦДНГ _____

Куст _____ Скважина _____

Месторождение _____

Паспорт комплектации подвески

ИСПОЛН ИТЕЛЬ (ПРЕДП РИЯТИЕ, БРИГАДА , ФИО БРИГАДИ РА)	НАР УЖН ЫЙ ДИА МЕТ Р X СТЕ НКА (ММ)	ГРУ ППА ПРО ЧНО СТИ	ДЛИ НА ПОД ВЕС КИ (М)	КОЛ ИЧЕ СТВ О НКТ (ШТ)	ЗАВОД- ИЗГОТОВ ИТЕЛЬ (ОРТ), НОМЕР И ДАТА ВЫДАЧИ СЕРТИФИ КАТА НА НКТ	ЗАВ ОДСК ОЙ НОМ Е РПАР ТИИ НКТ	ДАТА СПУС КА В СКВА ЖИН У	ДАТА ПОДЪ ЕМА	НАРА БОТКА СУТО К	ДАВЛ ЕНИЕ ГИДР ОИСП ЫТАНИ Й, КГС/С М ²	КОЛ- ВО СПО	СПО СОБ ЭКС ПЛУ АТА ЦИИ	ХВ ОСТ ОВ ИК	ДАТА РЕМО НТА СКВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Хвостовик														

Мастер бригады ТКРС _____ (Подпись) _____ (ФИО)

Представитель УОТП _____ (Подпись) _____ (ФИО)



ПРИЛОЖЕНИЕ 9. АКТ РЕВИЗИИ ПОДНЯТЫХ ТРУБ

АКТ
Ревизии поднятых НКТ скважины № _____ куст № _____
От « _____ » _____ 20 ____ г.

Мы ниже подписавшиеся, мастер бригады _____
(ТКРС, организация Ф.И.О.)

Представитель ЦДНГ _____
должность Ф.И.О.

Представитель УДНГ _____
(при необходимости) должность Ф.И.О.

Составили настоящий акт ревизии поднятых из скважины НКТ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСМОТРА:

Состояние трубы:

Типоразмер НКТ _____

Группа прочности _____

Завод изготовитель _____

Наработка _____

СПО _____

Механические повреждения _____
(вмятины, задиры, искривления, сужения) _____ штук _____ метры

Коррозийный износ:

а) коррозия отсутствует _____ штук _____ метры _____ интервал

б) слабая коррозия _____ штук _____ метры _____ интервал
(равномерная ржавчина до 1 мм, внутри, снаружи)

в) средней интенсивности _____ штук _____ метры _____ интервал

(с отложением, раковинами, канавками глубиной до 1мм, внутри, снаружи)

г) сильная коррозия _____ штук _____ метры _____ интервал

(сквозные отверстия, обрыв НКТ из-за коррозии)

д) интервал отбраковки НКТ в скважине от устья _____
штуки _____ метры

Отбракованные НКТ:

№ труб _____ Завод изготовитель _____

Сертификат завода изготовителя или ремонтной организации _____

Наличие отложений солей, парафина _____

(толщина, плотные, рыхлые, интервал отложений, количество труб)

Прочие замечания _____

Заключение о пригодности использования трубы _____ штук _____ метры

(частично непригодные или полностью, указать причины непригодности к дальнейшей эксплуатации)

Мастер бригады ТКРС _____

Представитель ЦДНГ _____

Представитель УДНГ _____



ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТОЧКА

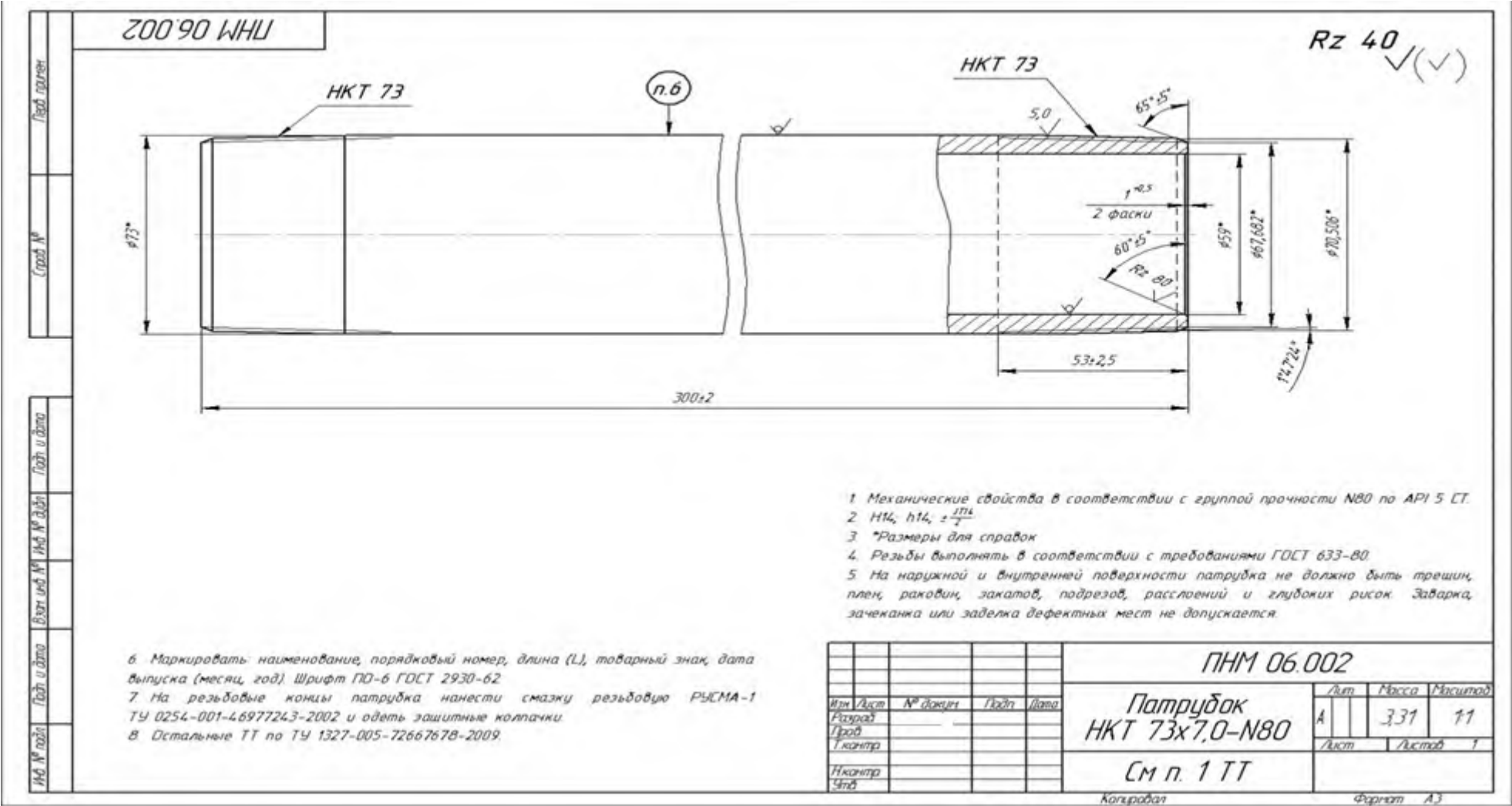
ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТОЧКА
Скважина № куст №

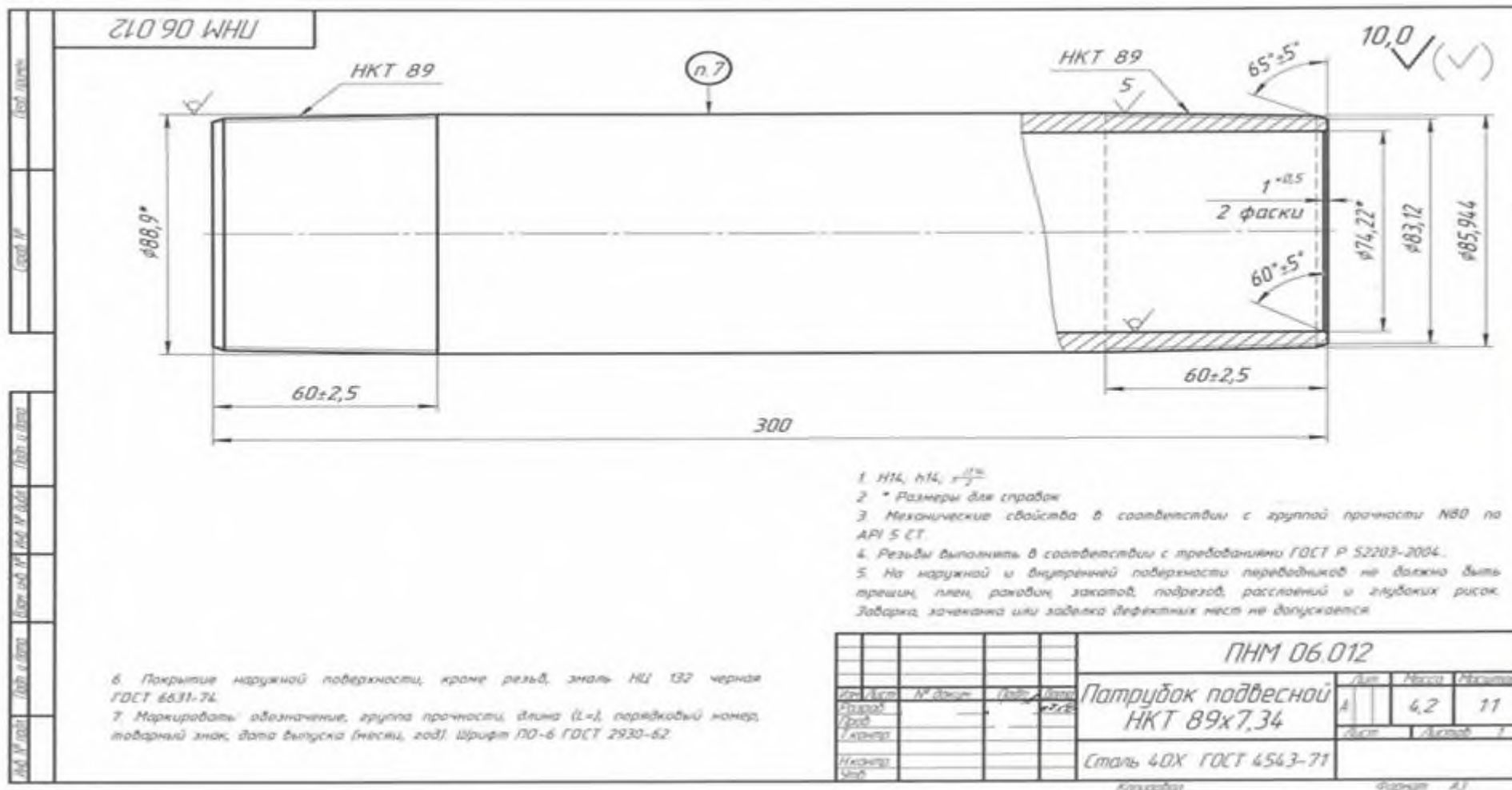
Месторождение

Информационная карточка

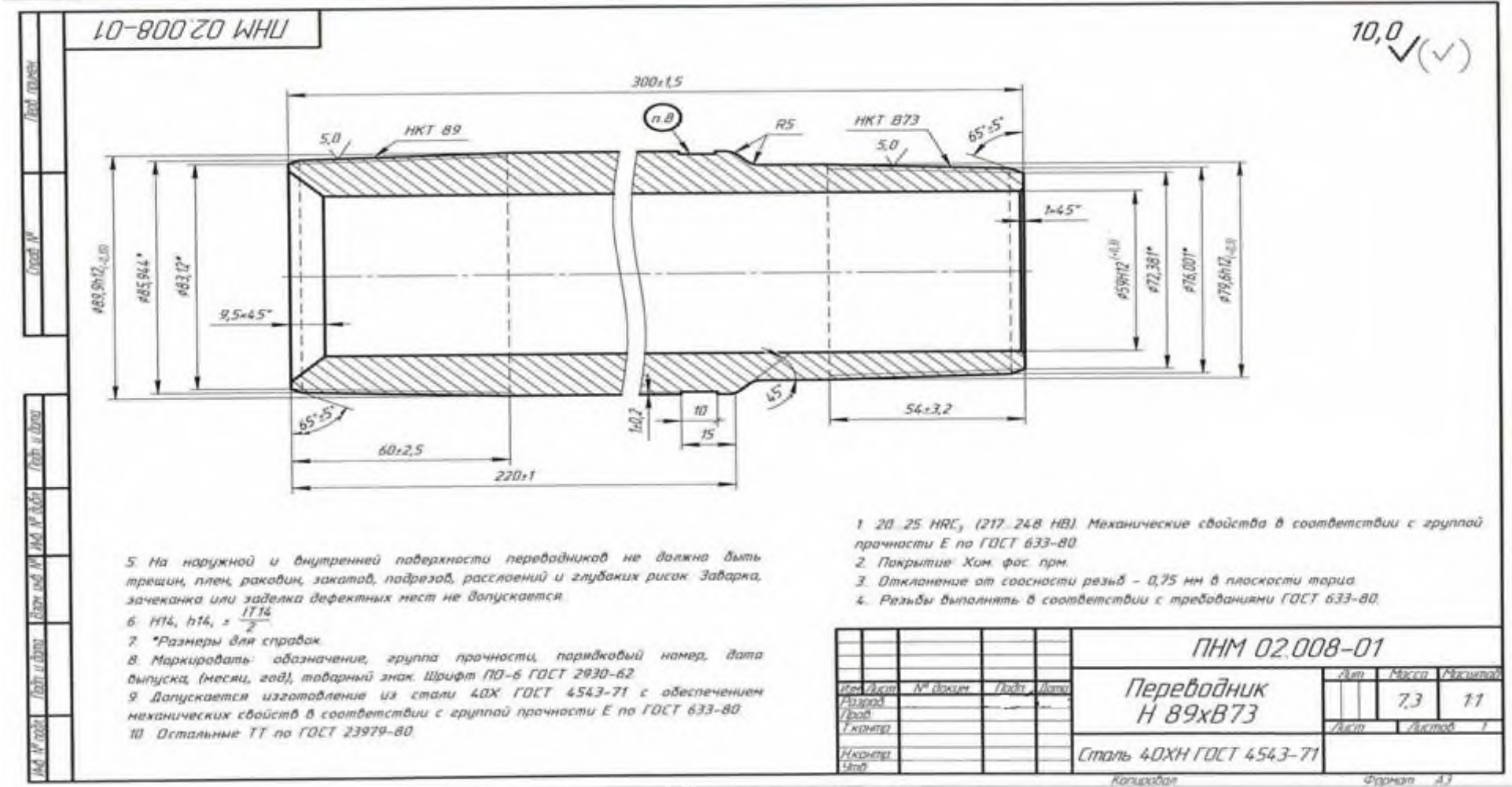
[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ 11. ПАТРУБКИ ПОДВЕСНЫЕ НКТ 73





ПРИЛОЖЕНИЕ 13. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ НКТ Н89ХВ73



10-70020 WHU

10,0 ✓(✓)

4. Резьбы выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 633-80.

5. На наружной и внутренней поверхности переводника не должна быть трещин, плен, раковин, закатов, подрезов, расслоений и глубоких рисок. Забартка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускается.

6. H14, h14, $\pm \frac{IT14}{2}$.

7. *Размеры для справок.

8. Маркировать: обозначение, группа прочности, порядковый номер, дата выпуска (месяц, год), товарный знак. Шрифт ПО-6 ГОСТ 2930-62.

9. Допускается изготовление из стали 40X ГОСТ 4543-71 с обеспечением механических свойств в соответствии с группой прочности E по ГОСТ 633-80.

10. Остальные IT по ГОСТ 23979-80.

1. 20...25 HRC, (217...248 HB). Механические свойства в соответствии с группой прочности E по ГОСТ 633-80.

2. Покрытие: Хим. фос. прм.

3. Отклонение от точности резьб - 0,75 мм в плоскости торца.

Имя	№ докум.	Дата	Лист
Разработ			
Провер			
Инженер			
Начальник			

ПНМ 02.004-01

Переводник

H 73xВ73

Сталь 40XH ГОСТ 4543-71

Лист	Масса	Масштаб
1	4.7	1:1

Лист	Листов
1	1

Копировать

Формат А3

ПРИЛОЖЕНИЕ 15. ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТОЧКА НА ПАТРУБОК И ПЕРЕВОДНИК

Информационная карточка к патрубку № ____, партия № ____

Информационная карточка на патрубок и переводник

№ П/П	СКВАЖИНА	КУСТ	МЕСТОРОЖДЕНИЕ	ДАТА СПУСКА	№ БРИГАДЫ ПОДРЯДЧИК	Ф.И.О ОТВ. ЛИЦА	ПОДПИСЬ
1.							
2.							
3.							
4.							
5.							



ПРИЛОЖЕНИЕ 16. ФОРМА ПАСПОРТА НА ПАТРУБОК ПОДВЕСНОЙ (ПЕРЕВОДНИК) С ПРИМЕРОМ ЗАПОЛНЕНИЯ

ПАСПОРТ (пример заполнения)

на патрубок подвесной (КСИ)

Обозначение: НКТ 73х7.0мм -N80

Предприятие изготовитель: ООО «XXXXXXXXXXXX»

Адрес: г. Златоуст, XXX; тел. (351X) XX-XX-XX

Дата выпуска: XXXX г.

1. Технические характеристики

Группа прочности – «N 80» (API 5CT)

Исполнение изделия– (марка стали Cr, или тип покрытия)

Масса, кг.: – 2,5

Длина, мм. – 300

2. Гарантийные обязательства

2.1. Гарантийный срок эксплуатации патрубка – 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.

2.2. Ресурс эксплуатации патрубка – 10 СПО

2.3. Срок эксплуатации не более 2555 суток

3. Свидетельство о приемке

Патрубок № 001 партия №10 изготовлен в соответствии с требованиями конструкторской документации ПНМ XX. XXX и ТУ XXX-XX-XXXX-XXX.

1. Сертификат качества на материал для заготовки изделия

№ XXXXXXXXXXXX от XX.XX.XXXX г.

2. Сертификат соответствия № XXXXXXXXXXXXXXXX.

3. Протокол испытаний № XXX/XXXX от XX.XX.XXXX г.

4. Испытан давлением 300 кг/см², 10 сек, герметично

Руководитель _____

предприятия м.п.

Начальник ОТК



ПРИЛОЖЕНИЕ 17. АКТ О ЗАМЕРЕ НКТ, ПОДНЯТЫХ ИЗ СКВАЖИНЫ

Мастер бригады № _____ ТКРС _____ / _____ /
(подпись) (расшифровка подписи)

ЦДНГ _____ Куст _____ Скважина _____

Месторождение _____

Подрядчик _____ Бригада _____ Мастер _____

№ п/п	Длина, м	Состояние	№ п/п	Длина, м	Состояние	№ п/п	Длина, м
-------	----------	-----------	-------	----------	-----------	-------	----------

1			11				
---	--	--	----	--	--	--	--

2			12				
---	--	--	----	--	--	--	--

3			13				
---	--	--	----	--	--	--	--

4			14				
---	--	--	----	--	--	--	--

5			15				
---	--	--	----	--	--	--	--

6			16				
---	--	--	----	--	--	--	--

7			17				
---	--	--	----	--	--	--	--

8			18				
---	--	--	----	--	--	--	--

9			19				
---	--	--	----	--	--	--	--

10			20				
----	--	--	----	--	--	--	--

Итого:		Итого:		Итого:			
--------	--	--------	--	--------	--	--	--

Итого поднято

Наименование	Диаметр, мм	Количество, шт.	Соответствие информационной карточке
--------------	-------------	-----------------	--------------------------------------

НКТ 60,3			
----------	--	--	--

73,0			
------	--	--	--

89,0			
------	--	--	--

Примечание:

Мастер бригады № _____ ТКРС _____ / _____ /
(подпись) (расшифровка подписи)



ПРИЛОЖЕНИЕ 18. АКТЫ РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН ОТБАКОВКИ НКТ НЕ ПРОШЕДШЕЙ ГАРАНТИРОВАННЫЙ СРОК НАРАБОТКИ НА СКВАЖИНЕ

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

АКТ № ____ РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН ОТБАКОВКИ НКТ НЕ ПРОШЕДШЕЙ ГАРАНТИРОВАННЫЙ СРОК НАРАБОТКИ НА СКВАЖИНЕ

от « ____ » _____ 20 ____ г.

время ____ ч. ____ мин.

1 этап расследования

Месторождение _____, куст _____, скв. № ____ _

Подрядчик, проводивший последний ремонт на скважине _____

Ф.И.О. мастера бригады _____

Краткий перечень проведенных работ _____

Дата запуска _____ Дата остановки _____ Межремонтный период _____ сут.

Наработка НКТ (сут.) _____ Количество СПО _____

Работы, проводимые при эксплуатации _____

Причина остановки скважины _____

Завод производитель НКТ _____

Сертификаты качества на подвеску НКТ № _____

Представитель ЦДНГ:

Должность

(подпись)

(расшифровка подписи)

ПРИЛОЖЕНИЕ 19. ПОДБОР КОЛОНН НКТ В СКВАЖИНЫ

1. Критерии подбора Колонн НКТ

1.1. Подбор колонны НКТ производится исходя из следующих критериев:

- условный (наружный) диаметр НКТ;
- прочностные характеристики НКТ:
 - ◆ группа прочности;
 - ◆ исполнение НКТ:
 - гладкая;
 - с высаженными наружу концами;
- количество ступеней колонны НКТ:
 - ◆ одноступенчатая;
 - ◆ двухступенчатая:
 - 1-я ступень – нижняя часть колонны НКТ;
 - 2-я ступень – средняя/нижняя часть колонны НКТ;
 - 3-я ступень – верхняя часть колонны НКТ.

2. Подбор колонн НКТ для нагнетательных скважин

2.1. Для нагнетательных скважин применять следующие параметры колонны НКТ:

- условный (наружный) диаметр НКТ для скважин с ожидаемой приёмистостью до 500 м³/сут – 73 мм, свыше 500 м³/сут – 89 мм;
- исполнение – гладкая;
- количество ступеней и группа прочности:
 - ◆ до 2000 метров – одноступенчатая, «К55» («Д»);
 - ◆ свыше 2000 метров:
 - 1-я ступень – 2000 метров, «К55» («Д»);
 - 2-я ступень $L_{ст}=L_{нкт} - 2000$, «К72» («К»), где $L_{ст}$ – длина второй ступени колонны, $L_{нкт}$ – общая длина колонны НКТ.

Примечание:

Допускается использование НКТ аналогичной группы прочности иностранных производителей, по согласованию с УДНГ группы прочности выше указанной в случае ее отсутствия.

3. Подбор колонн НКТ для нефтяных скважин с УЭЦН

3.1 Для нефтяных скважин с УЭЦН применять следующие параметры колонны НКТ:

- условный (наружный) диаметр НКТ:
 - ◆ для скважин с дебитами до 250 м³/сут – 73 мм;
 - ◆ для скважин с дебитами от 250 до 800 м³/сут – 89 мм;
- количество ступеней, исполнение и группа прочности:
 - ◆ до 2000 метров – одноступенчатая, гладкая, «К55» («Д»);



- ♦ свыше 2000 метров:
 - до 3000 метров:
 - 1-я ступень – 2000 метров, гладкая, «К54» («Д»);
 - 2-я ступень $L_{ст}=L_{нк\tau}$ - 2000, гладкая, «К72» («К»);

Примечание:

Допускается использование НКТ аналогичной группы прочности иностранных производителей, по согласованию с УДНГ группы прочности выше указанной в случае ее отсутствия.

4. Подбор колонн НКТ для водонагнетательных (водоутилизационных) скважин

4.1 Для водонагнетательных (водоутилизационных) скважин применять следующие параметры колонны НКТ:

- при дебите до 800 м³/сут использовать НКТ 73 м. Расчет колонны по аналогии с п.3;
- на водоутилизационных (поглощающих КП №4) скважинах использовать одноступенчатую колонну НКТ 114х7 мм «К72» («К»).

Примечание:

Допускается использование НКТ аналогичной группы прочности иностранных производителей, по согласованию с УДНГ группы прочности выше указанной в случае ее отсутствия.

5. Подбор колонн НКТ для фонтанных скважин

5.1 Для нефтяных фонтанных скважин применять следующие параметры колонны НКТ:

- условный (наружный) диаметр НКТ:
 - ♦ для скважин с дебитами до 150 м³/сут – 73 мм;
 - ♦ для скважин с дебитами свыше 150 м³/сут – 89 мм;
- количество ступеней, исполнение и группа прочности:
 - ♦ до 2000 метров – одноступенчатая, гладкая, «К54» («Д»);
 - ♦ свыше 2000 метров:
 - 1-я ступень – 2000 метров, гладкая, «К54» («Д»);
 - 2-я ступень $L_{ст}=L_{нк\tau}$ - 2000, гладкая, «К72» («К»);

Примечание:

Допускается использование НКТ аналогичной группы прочности иностранных производителей; по согласованию с УДНГ группы прочности выше указанной в случае ее отсутствия; Окончательное решение по диаметру лифта фонтанных скважин принимает управление повышения производительности резервуаров и ГТМ в соответствии с характеристиками пласта, свойствами нефти и программным расчетом.



ПРИЛОЖЕНИЕ 20. АКТ О ФАКТИЧЕСКОМ КАЧЕСТВЕ ТРУБ

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

АКТ № _____

РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН ОТБРАКОВКИ НКТ НЕ ПРОШЕДШЕЙ ГАРАНТИРОВАННЫЙ СРОК НАРАБОТКИ НА СКВАЖИНЕ

от «_____» _____ 20__ г.

время _____ ч. _____ мин.

1 этап расследования

Месторождение _____, куст _____, скв. № _____

Подрядчик, проводивший последний ремонт на скважине _____

Ф.И.О. мастера бригады _____

Краткий перечень проведенных работ _____

Дата запуска _____ Дата остановки _____ Межремонтный период _____ сут.

Наработка НКТ (сут.) _____ Количество СПО _____

Работы, проводимые при эксплуатации _____

Причина остановки скважины _____

Завод производитель НКТ _____

Сертификаты качества на подвеску НКТ № _____

Представитель ЦДНГ:

Должность

(подпись)

(расшифровка подписи)



ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ФОРМА АКТА О ЗАМЕРЕ НКТ, СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ

АКТ О ЗАМЕРЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (НКТ), СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ

Куст		Скважина		Месторождение				
ЦДНГ								
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»								
Подрядчик								
Бригада				Мастер				
Выполняемая операция								
Прием НКТ								
Дата	Откуда	Кол-во, штук	Диаметр, мм	Длина, м	Группа прочности	Вес кг/п.м	№ ТТН	Состояние
Итого:								
Передача НКТ								
Дата			Кол-во, шт	Диаметр, мм	Длина, м	Вес кг/п.м	№ ТТН	Состояние
	Спущено в скважину							
	Остаток на поверхности							
ИТОГО								
Примечание:								
№ п/п	Длина, м	Состояние	№ п/п	Длина, м	Состояние	№ п/п	Длина, м	Состояние
1			11			21		
2			12			22		
3			12			23		
4			14			24		
5			15			25		
6			16			26		
7			17			27		
8			18			28		
9			19			29		
10			20				
Итого			Итого			Итого		

Мастер бригады ТКРС № _____ / _____ /
(Подпись) (ФИО)

