

**УТВЕРЖДЕН**

**Приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»**

**от «28» сентября 2018 г. № 879**

**Введен в действие «28» сентября 2018г.**

|  |
| --- |
| **РЕГЛАМЕНТ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА**  **ООО «СЛАВНЕФТЬ – КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»** |
|  |
| **УЧЕТ ДВИЖЕНИЯ, ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ** |
| **№ П1-01.05 Р-0422 ЮЛ-428** |
| **ВЕРСИЯ 1.00** |

(с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 23.01.2019 №59)

(с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 14.06.2019 №759)

(с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 19.06.2020 № 798)

(с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 04.03.2021 № 239)

(с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 14.04.2022 № 476)

**Г. КРАСНОЯРСК**

**2018**

**СОДЕРЖАНИЕ**

[Вводные положения](#_Toc521590990) [4](#_Вводные_положения)

[НАЗНАЧЕНИЕ](#_Toc521590991) [4](#_НАЗНАЧЕНИЕ)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ](#_Toc521590994) [4](#_область_действия)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ](#_Toc521590995) [5](#_ПЕРИОД_ДЕЙСТВИЯ_И)

[1. Термины и определения](#_Toc521590996) [6](#_1._Термины_и)

[2. обозначения и сокращения](#_Toc521590997) [7](#_2._обозначения_и)

[3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ](#_Toc521590998) [9](#основныеположения)

**3.1 УЧЕТ НКТ, ПЕРЕВОДНИКОВ И ПАТРУБКОВ………………………………………………………………………………**[**9**](#учетнктипатрубков)

[*3.1.1* *ПРИЕМКА, ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ И ХРАНЕНИЕ НОВЫХ НКТ*](#_Toc521590999) 9

[*3.1.2* *ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ НКТ СЕРВИСНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ТКРС И БУРЕНИЮ СКВАЖИН* 11](#_Toc521591000)

[*3.1.3* *ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НКТ* 11](#_Toc521591001)

[*3.1.4* *ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ НОВЫХ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ* 11](#_Toc521591002)

[*3.1.5* *СПИСАНИЕ НКТ* 12](#_Toc521591003)

[3.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ФОНДОВЫМИ НКТ, ПАТРУБКАМИ, ПЕРЕВОДНИКАМИ 14](#_Toc521591004)

[3.2.1 ФОРМИРОВАНИЕ ПОДВЕСКИ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ 14](#_Toc521591005)

[3.2.2 СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ НКТ 15](#_Toc521591006)

[3.2.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ И ПЕРЕВОДНИКАМ 15](#_Toc521591007)

[3.2.3.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ 15](#_Toc521591008)

[3.2.3.2 ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ 16](#_Toc521591009)

[3.2.3.3 ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕВОДНИКАМ 17](#_Toc521591010)

[3.3 ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ 17](#_Toc521591011)

[3.3.1 ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В БУРЕНИИ 17](#_Toc521591012)

[3.3.2 ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В РЕМОНТЕ 19](#_Toc521591013)

[3.3.2.1 ЗАВОЗ НКТ 19](#_Toc521591014)

[3.3.2.2 ВЫВОЗ НКТ 20](#_Toc521591015)

[3.3.2.3 ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С СЕРВИСНОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО ТКРС ПРИ СПО НКТ 20](#_Toc521591016)

[3.3.3 ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТУ ПРИ ЗАВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ 22](#_Toc521591017)

[4 ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ ПРИ ЗАВОЗЕ – ВЫВОЗЕ, ОТБРАКОВКЕ, РАССЛЕДОВАНИЮ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ 24](#_Toc521591018)

[4.1. ФУНКЦИИ ЦДНГ ПРИ ЗАВОЗЕ - ВЫВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ 24](#_Toc521591019)

[4.2. ПОРЯДОК ПОЛНОЙ ИЛИ ЧАСТИЧНОЙ ЗАМЕНЫ ПОДВЕСКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НКТ НА НОВУЮ ИЛИ ИСПОЛЬЗОВАННУЮ 25](#_Toc521591020)

[4.3. РАССЛЕДОВАНИЕ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ, НЕ ОТРАБОТАВШИХ ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК 26](#_Toc521591021)

[4.4. ПОГРУЗО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ 28](#_Toc521591022)

[4.5. СПУСКО - ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ 28](#_Toc521591023)

[4.6. ОТБРАКОВКА НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНЕ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЛАДКИХ И РЕЗЬБОВЫХ КАЛИБРОВ 29](#_Toc521591024)

[4.6.1. ОСОБЕННОСТИ ОТБРАКОВКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНЕ 29](#_Toc521591025)

[4.6.2. ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ 30](#_Toc521591026)

[4.6.3. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО 30](#_Toc521591027)

[4.7 ХРАНЕНИЕ НКТ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ 34](#_Toc521591028)

[4.8 МАРКИРОВКА 35](#_Toc521591029)

[5. Основные технические требования к НКТ 36](#_Toc521591030)

[6 ССЫЛКИ 51](#_Toc521591031)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 52](#_Toc521591032)

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Регламент бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Учет движения, порядок применения и эксплуатации насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников» (далее - Регламент бизнес-процесса) устанавливает требования к единому порядку приобретения, подготовке к эксплуатации, учету движения, отбраковки, перевода 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 подрядчиками 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 разработано в соответствии с Типовыми требованиями Компании «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб» № П1-01.05 ТТР-0002.

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

Настоящий Регламент бизнес-процесса разработан с целью установления единых правил учета, перевозки, хранения, инспектирования, использования фондовых насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников.

Основными задачами Регламента бизнес-процесса являются:

* установление порядка движения фондовых насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников, предназначенных для использования в эксплуатационных скважинах;
* установление требований к процессам заказа, учёта, маркировке, упаковке, транспортировки, погрузки – разгрузки, хранения, эксплуатации фондовых насосно-компрессорных труб и муфт к ним, патрубков и переводников;
* распределение обязанностей, установление порядка документооборота между управлением логистики и складского комплекса, бухгалтерии, управлением добычи нефти и газа, цехом добычи нефти и газа, участком обеспечения трубной продукцией цеха добычи нефти и газа, и подрядчиками по бурению, освоению, текущему и капитальному ремонту скважин, вовлеченными в процесс движения и учета фондовых насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников.

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

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

* управления логистики и складского комплекса;
* производственно-технического отдела добычи нефти и газа управления добычи нефти и газа;
* цеха добычи нефти и газа укрупнённого нефтепромысла;
* участка обеспечения трубной продукцией цеха добычи нефти и газа укрупнённого нефтепромысла;
* управления по организации буровых работ;
* бухгалтерии.

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении договоров с сервисными 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», обязаны включать в условия договора положения о неукоснительном выполнении сервисной организацией условий настоящего Регламента бизнес-процесса.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

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

# 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

***ЗАКАЗЧИК –*** ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» для удовлетворения потребностей которого осуществляется закупка.

***ИЗГОТОВИТЕЛЬ –*** организация, отвечающая за производство труб нефтяного сортамента, соответствующих установленным требованиям и несущая ответственность за соответствие им изделия.

***ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЛИЦА*** - материально ответственные лица в соответствии с договором об индивидуальной (коллективной) материальной ответственности, а также работники ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», назначенные приказами в качестве лиц, ответственных за учет движения насосно-компрессорных труб, патрубков.

***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.

***РЕМОНТНЫЙ НОМЕР –*** номер, присвоенный после ремонта насосно-компрессорных труб.

***СЕРВИСНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ –*** юридические лица, которые в соответствии с договорами, заключенными с ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», выполняют работы/оказывают услуги по строительству, ремонту скважин.

***УЧАСТОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИЕЙ*** – структурное подразделение цеха добычи нефти и газа укрупнённого нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», осуществляющее входной контроль, ведение учета, хранение, завоз-вывоз насосно-компрессорных труб на скважины, подготовку насосно-компрессорных труб к эксплуатации, включающей очистку, переборку, отбраковку, сортировку насосно-компрессорных труб.

***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.

***ЭЛЕМЕНТ ПОДВЕСКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ*** – одна единица оборудования (труба, переводник, патрубок, клапан и т.д.) из числа спущенной в скважину подвески насосно-компрессорной трубы.

# 2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

***АСПО -*** асфальто-смолопарафиновые отложения— тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу.

***БкП*** – база конечного поступления.

***ГСМ*** – горюче-смазочные материалы.

***ЕТТ*** – Методические указания Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005.

***ИС* –** информационная система.

***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.

***МТО*** – служба материально-технического обеспечения.

***НД*** – нормативный документ в соответствии, с которым выполнено изготовление изделия (ГОСТ, Стандарт API, ТУ).

***НКБ*** – безмуфтовая насосно-компрессорная труба.

***НКТ –*** насосно-компрессорные трубы.

***НКТН*** – гладкая насосно-компрессорная труба.

***НКТП*** – насосно-компрессорная труба с различным типом покрытия.

***НШ*** – насосная штанга.

***ОБЩЕСТВО*** – общество с ограниченной ответственностью «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***ОГ*** – общество Группы.

***ОЛ*** – ответственное лицо.

***ОПИ*** – опытно-промышленные испытания.

***ОС – 15*** – акт о приемке-передачи оборудования в монтаж (унифицированная форма №ОС – 15, утвержденная Постановлением Госкомстата РФ от 21.01.2003 № 7 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету основных средств»).

***ОС*** *-* основные средства.

***ПДК*** – постоянно действующая комиссия по расследованию причин аварий в процессе строительства, восстановления и ремонта.

***ПДС –*** производственно-диспетчерская служба ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***ПО*** – подрядная организация.

***ПТОДНГ* –** производственно-технический отдел добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***РП*** – ремонтное предприятие.

***СПО*** – спуско - подъемные операции.

***СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (СП)*** - структурное подразделение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своей компетенции, определенной положением о структурном подразделении

***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.

***ТКРС –*** текущий и капитальный ремонт скважин.

***ТТН*** – товарно-транспортная накладная.

***УДНГ*****–** управление добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***УЛИСК*** – управление логистики и складского комплекса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***УОТП –*** участок обеспечения трубной продукцией цеха добычи нефти и газа укрупненного нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

***УСМТР*** – управление снабжения 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).

***Q жидкости*** – расход жидкости, м3/сут.

***V нефти*** – объем нефти, м3.

**3.** **ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий Регламент бизнес-процесса разработан на основании технических условий и руководства по эксплуатации НКТ заводов - изготовителей, опыта организации работ по эксплуатации, приобретению, подготовке, учету движения, отбраковке насосно-компрессорных труб в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и в других нефтяных компаниях РФ.

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 ЦДНГ осуществляется подвесками с указанием типоразмера трубы.

Оперативный учет новых НКТ в УДНГ до спуска в скважину ведется в трех единицах измерения: в 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.

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

Условия приемки, поставки, хранения и эксплуатации НКТ должны соответствовать требованиям РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб» и настоящего Регламента бизнес-процесса.

УДНГ ответственные за эксплуатацию и движение НКТ в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», контролируют:

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

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

## 3.1. УЧЕТ НКТ, ПЕРЕВОДНИКОВ И ПАТРУБКОВ

***3.1.1. ПРИЕМКА, ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ И ХРАНЕНИЕ НОВЫХ НКТ***

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. В случае выявления недостач и/или дефектов по поступившим МТР и оборудованию кладовщик УЛиСК оформляет Акт приёмки насосно-компрессорных труб по качеству ([Приложение 1](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_1._СХЕМА)). Дальнейшее отражение поступления на склады БКП УЛиСК выполняется в соответствии с требованиями Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428.

Приобретенные новые НКТ, предназначенные для добычи нефти и газа или подлежащие передаче для установки в строящихся скважинах, хранящиеся на складах, складах, учитываются на счете 08.04 «Оборудование, не требующее монтажа» до момента их признания в качестве объектов основных средств, для чего УСМТР вместе с документами на поступление прикладывает сертификат качества завода изготовителя на НКТ.

Все приобретенные Обществом насосно-компрессорные трубы, патрубки, переводники поступают на склады БКП УЛиСК в дальнейшем, передаются и перемещаются на площадку УОТП в порядке, предусмотренном Положением ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428. Передача насосно-компрессорных труб, патрубков, переводников на площадку УОТП дополнительно оформляется Актом приёмки насосно-компрессорных труб по качеству ([Приложение 1](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_1._СХЕМА)).

Партии НКТ разного сортамента, приобретенные по разным спецификациям и разного завода изготовителя должны храниться на специально подготовленных открытых площадках разными пачками с обязательным указанием на бирке даты поступления, марки, номеров сертификатов.

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.

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».

*Примечание: использование электронной таблицы (Excel) свободной формы производится до внедрения программного обеспечения (ПО) по учету движения НКТ.*

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

Основанием для ввода НКТ в эксплуатацию в составе основных средств (без дальнейшей консервации), является форма ОС-1 [(Приложение 2),](#_Приложение_2) и окончание операций, связанных с проведением входного контроля партии НКТ, подтвержденное актом приёмки насосно-компрессорных труб по качеству[,](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_2._АКТ_1) подписанным со стороны МОЛ УОТП.

Акт о приеме - передаче объектов ОС (форма № ОС-1) и акт о приёме-передаче групп объектов ОС (форма №ОС-1б) ([Приложение 3](#_Приложение_2)), оформляется МОЛ УОТП, в момент передачи НКТ со склада на хранение УОТП и последующей передаче МОЛ ЦДНГ для спуска в скважину.

При демонтаже подвески НКТ из скважины и передаче ее на склады УОТП МОЛ ЦДНГ оформляет накладную на внутреннее перемещение объектов основных средств (форма № ОС-2) ([Приложение 4](#_Приложение_2)).

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

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».

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

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

Ответственный за ведение оперативного учета – кладовщик УОТП.

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, API 5CT и ЕТТ. Погрешность измерений длин труб должна составлять 0,03м. Основные технические характеристики и сортамент НКТ приведен в Типовых требованиях Компании «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб» № П1-01.05 ТТР-0002. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение НКТ, муфт должны соответствовать ГОСТ 10692. Подробно маркировка труб, муфт описана в Методических указаниях Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005.

***3.1.2 ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ НКТ СЕРВИСНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ТКРС И БУРЕНИЮ СКВАЖИН***

Передача НКТ, патрубков и переводников в Сервисную 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 5).](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_5._ЗАЯВКА)

Передача оборудования Сервисной организации по бурению скважины и ТКРС от УОТП осуществляется по акту формы № ОС – 15 [(Приложение 6)](#_Приложение_2).

Ответственность, за несвоевременное и некачественное оформление документов по учету, движению оборудования, переданного для оказания услуг по бурению и ремонту скважин, несут ответственные лица Сервисных организаций по бурению скважин и ТКРС в соответствии с заключенными договорами.

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.

***3.1.3 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НКТ***

Инвентаризация НКТ должна проводиться в соответствии с:

* + Методическими указаниями по инвентаризации имущества и финансовых обязательств, утвержденные Приказом Министерства финансов Российской Федерации от 13.06.1995 №49;
  + Положением «ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

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 насосно-компрессорных труб предыдущего ремонта, в течение 24-х часов, комиссией в составе: ОЛ УОТП, мастера Сервисной организации по ТКРС, представителя супервайзинга, должно быть проведено служебное расследование с составлением Акта расследования расхождения количества НКТ ([Приложение 7).](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_7._АКТ)

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 насосно-компрессорных труб предыдущего ремонта, в электронной таблице (Excel) остаются данные предыдущего ремонта.

***3.1.4 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ НОВЫХ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ***

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

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 53365-2009.

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.

Партия должна состоять из НКТ одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности, указанных в Типовых требованиях Компании «Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб» № П1-01.05 ТТР-0002, 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);
* муфта 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);
* результатов испытаний;
* гарантийного срока эксплуатации;
* обозначение НД по, которому произведена продукция.

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 муфт;
* результаты ЛИ покрытий на соответствие заявленным характеристикам.

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.

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

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».

***3.1.5 СПИСАНИЕ НКТ***

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

УОТП составляет Реестр отбракованных НКТ ([Приложение 8](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_8._РЕЕСТР)) с указанием дефектов и фактического количества отбракованных НКТ, с рекомендациями перевода в материалы, металлолом. МОЛ УОТП в срок до 15 числа месяца, следующего за отчётным, представляет их на рассмотрение Комиссии по списанию и прочему выбытию основных средств Общества.

Для расчета веса технологических обрезков НКТ применяется Методика расчета удельного веса технологических обрезков труб НКТ ([Приложение 9](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_9._МЕТОДИКА)).

Реестр отбракованных НКТ подписываются комиссией по отбраковке НКТ, патрубков и переводников, созданной Приказом по Обществу. Председателем комиссии назначается начальник УДНГ, в состав комиссии входят начальник ПТОДНГ и начальник ЦДНГ.

Списание пришедших в негодность НКТ производится в результате их физического износа и оформляется документами согласно акта о списании объектов основных средств формы № ОС-4 [(Приложение 10)](#_Приложение_2) или № ОС-4б [(Приложение 11)](#_Приложение_2) с приложением акта технического обследования формы № ОА-2 [(Приложение 12)](#_Приложение_2), приходного ордера формы М-4 [(Приложение 13)](#_Приложение_2) (на приход материалов в результате ликвидации объектов основных средств ОС-4 или ОС-4б подписывается Комиссией, утвержденной приказом по Обществу.

При замене элементов подвески НКТ МОЛ УОТП оформляет Акт о разделении объектов ОС ([Приложение 14](#_Приложение_2)) с внесением соответствующих изменений в форму ОС-1.

Акты технического обследования подписываются комиссией ЦДНГ, по обследованию ОС для списания, назначенной приказом Общества. Комиссия ЦДНГ в составе начальник/зам.начальника ЦДНГ, начальник/зам.начальника УОТП, механик ЦДНГ, кладовщик УОТП определяет на основании произведенного осмотра основного средства (НКТ забитая АСПО и другими отложениями) подлежащего списанию с оформлением Акта технического обследования по форме № ОА-2 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).

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.

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 ([Приложение 12](#_Приложение_2)) проставляются данные по оприходованию НКТ б/у согласно дефектной ведомости.

На основании дефектных ведомостей и актов формируется акт технического заключения о непригодности НКТ к дальнейшей эксплуатации, проводится контрольное взвешивание для определения фактического веса и подписывается членами комиссии, назначенными распорядительным документом по Обществу. В ИС «Подвески НКТ 3.0» отбракованные НКТ относятся к категории (лом, отходы стальные 5А).

На основании акта технического заключения о непригодности НКТ ([Приложение 17](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_17._АКТ_1)), МОЛ оформляют документы на списание НКТ согласно Методических указаний Компании «Корпоративные разъяснения по вопросам бухгалтерского учета и отчетности» № П3-07 М-0060. Далее пакет документов предоставляется на рассмотрение и утверждение постоянно действующей комиссии по движению и списанию основных средств назначенной распорядительным документом по Обществу.

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 15).](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_15._РАСЧЕТ)

Цеховая комиссия 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).

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.

За несвоевременное, недоброкачественное оформление и составление документов по учету НКТ, задержку передачи их для отражения в бухгалтерском учете и статистической отчетности, за недостоверность данных, содержащихся в документах, внесение данных в ИС «Подвески НКТ 3.0» ответственность несут МОЛ УОТП, за которыми числится данная НКТ.

* 1. **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 или 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 «Применение и эксплуатация насосно- компрессорных труб» № П1-01.05 ТТР-0002 и настоящего Регламента бизнес-процесса.

Предельные отклонения по размерам, химическим составам, покрытиям на НКТ и муфтах, патрубках и переводниках должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53366-2009, 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.

### ***3.2.1 ФОРМИРОВАНИЕ ПОДВЕСКИ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ***

Формирование подвески НКТ, патрубков и переводников производит УОТП в соответствии с заявками на завоз и вывоз НКТ, поступившими от Сервисного предприятия 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 16](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_16._ПАСПОРТ)), сформированный в ИС «Подвески НКТ 3.0»;
* частичная замена компоновки: производится бригадой Сервисной 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 Сервисной организации бригады по ТКРС подает заявку на полную замену подвески НКТ, патрубка, переводника. На отбракованную подвеску, патрубок, переводник составляется Акт ревизии поднятых труб ([Приложение 17](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_17._АКТ_1)), 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/приподьем»;
* 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.

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 18](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_18._ИНФОРМАЦИОННАЯ)) при формировании новой, а также в случае изменения компоновки подвески НКТ.

Кладовщик УОТП, ответственный за ведение Информационной карточки скважины и Паспорта комплектации подвески НКТ, на основании Акта о сдаче скважины из ремонта и Акта на передачу скважин из бурения в эксплуатацию, 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.

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.

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).

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

* достижение регламентного срока СР 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 исключающий перемешивание с другими НКТ. Расследование проводится в соответствии с нормативной документацией Общества с установлением причин и виновных служб;
* при выводе скважины из бездействия.

Для обеспечения своевременности и полноты внесения информации в ИС «Подвеска НКТ 3.0», а также контроля над качеством и своевременностью внесения информации назначаются ответственные лица распорядительным 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.

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.

### ***3.2.2.*** ***СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ*** ***НКТ***

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.

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.

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.

***3.2.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ И ПЕРЕВОДНИКАМ***

*3.2.3.1.ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ*

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

В [Приложениях 19](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_19._ПАТРУБКИ), [20](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_20._ПАТРУБКИ), [21](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_21._ПЕРЕВОДНИКИ) и [22](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_22._ПЕРЕВОДНИКИ) к настоящему Регламенту бизнес-процесса, приводятся примеры в виде рисунков чертежей на изготовление подвесных патрубков.

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 Сервисной организации по бурению скважин или ТКРС.

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

Сервисная 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 23](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_23._ИНФОРМАЦИОННАЯ)).

После поднятия патрубка и переводника из скважины и в процессе спускоподъемных операций персонал бригады Сервисной 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.

При отбраковке не отработавшего свой ресурс патрубка или переводника, мастер Сервисной 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.

*3.2.3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДВЕСНЫМ ПАТРУБКАМ*

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 633, ГОСТ 31446.

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

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

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

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

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 24)](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_24._ФОРМА) обязательно указывается тип покрытия, если патрубок из хромсодержащих сталей обязательно указывается марка стали и процент содержания хрома.

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.

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

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

Патрубок подвесной служит для соединения колонны НКТ с фланцем арматуры.

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

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

*3.2.3.3.ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕВОДНИКАМ*

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

Для НКТ (с внутреннем 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 Сервисной 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, API 5CT, используемого при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Переводники изготавливаются различных типов соединений и исполнений:

* переводники стандартного исполнения по ГОСТ 23979, ГОСТ 633, 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 трапецеидальной 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 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;
* марку 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.

**3.3**  **ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ**

### ***3.3.1 ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В БУРЕНИИ***

За **24 часа** до завоза оборудования представитель Сервисной 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.

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

* ТТН (форма № 1-Т (К) в [Приложении 25](#_Приложение_2)) в 2-х экземплярах;
* Акт приема – передачи имущества;
* Накладную на отпуск материалов на сторону (форма № М-15) ([Приложение 26](#_Приложение_2));
* Сертификат качества на НКТ;
* Паспорт комплектации подвески НКТ.
* Паспорт на подвесной патрубок, переводник.

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

По окончании погрузочно-разгрузочных работ необходимо передать пакет сопроводительных документов должностному лицу, осуществляющему прием или экспедирование НКТ, патрубков и переводников.

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 Сервисной организации по бурению скважин.

Мастер бригады Сервисной 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 ОС – 15, с этого же момента НКТ переходит на ответственное хранение в Сервисную организацию по бурению скважин.

При получении НКТ, патрубков, переводников и пусковых муфт, мастер бригады Сервисной 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.

Мастер бригады Сервисной 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.

По окончанию 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 с оформлением ТТН и акта формы № ОС – 15 [(Приложение 6).](#_Приложение_2)

К акту формы ОС - 15 прилагается паспорт комплектации подвески с отметкой количества СПО. На основании акта приема-передачи ТМЦ по форме №ОС - 15и 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.**

### ***3.3.2 ЗАВОЗ-ВЫВОЗ ФОНДОВЫХ НКТ, ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ, НАХОДЯЩУЮСЯ В РЕМОНТЕ***

*3.3.2.1 ЗАВОЗ НКТ*

Ежедневно **за 24 часа** до завоза оборудования представитель Сервисной 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.

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

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».

*Примечание: использование электронной таблицы (Excel) свободной формы производится до внедрения программного обеспечения (ПО) по учету движения НКТ.*

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.

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.***

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.

В комплект подвески НКТ входит:

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

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

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 Сервисной организации по ТКРС совместно с представителем УОТП и Супервайзером составляют Акт приемки НКТ по качеству.

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

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 Сервисной 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 накладнаяформа №1-Т.

*3.3.2.2 ВЫВОЗ НКТ*

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

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 Сервисной 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 27](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_27._АКТ));
* Акт ревизии поднятых НКТ.

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.

*3.3.2.3 ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С СЕРВИСНОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО ТКРС ПРИ СПО НКТ*

До начала ремонтных работ на скважине мастер бригады Сервисной 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.

Мастер бригады Сервисной 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 Сервисной организации ТКРС.

При получении НКТ, патрубков, переводников, завезенных на скважину мастер Сервисной 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.

Мастер Сервисной 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.

Подъем НКТ из скважины необходимо производить с замером НКТ, с составлением акта о замере НКТ поднятых из скважины.

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

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 Сервисной 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 заносит дополнения (изменения).

После поднятия НКТ из скважины и в процессе спускоподъемных операций персонал бригады Сервисной 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 складируются отдельно от годных и подготавливаются для предъявления МОЛ УОТП.

При отбраковке фондовых НКТ в объеме более 20% от подвески, мастер Сервисной 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.

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.

До вывоза НКТ со скважины мастер бригады Сервисной 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.

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.

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

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

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.

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.**

Возврат подвески НКТ на трубный участок, от Сервисной 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.

Копия Паспорта комплектации подвески НКТ, паспорта на патрубок, переводник, копия сертификата качества на НКТ передается мастером Сервисной организации по ТКРС в ЦДНГ.

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.***

### ***3.3.3 ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТУ ПРИ ЗАВОЗЕ НКТ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ НА СКВАЖИНУ***

Транспорт должен быть исправным, заправленным ГСМ, с обученным и проинструктированным персоналом.

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

Путевые листы спецтехнике подписывают уполномоченные лица подрядчиков, ЦДНГ.

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

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**.

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» «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428.

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 Сервисной организации по бурению скважин или ТКРС в месте разгрузки.

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

1. **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 Сервисной 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 28)](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_29._АКТЫ).

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

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

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.

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

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

***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.***

По окончании работ на скважине, кладовщик УОТП получает от мастера Сервисной организации 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.

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.

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

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).

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);
        + подъём 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.

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

После проведения ревизии НКТ поднятых бригадой Сервисной организации по ТКРС на основании результатов технического состояния НКТ, патрубка, переводника, входящих в состав подвески, мастером Сервисной 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.

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

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 сервисное предприятие 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».

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

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

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.

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

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

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

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

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

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 Сервисной организации 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.

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 Сервисной 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.

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 ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз») на основании Положения Компании «Расследование аварий в процессе строительства, восстановления и ремонта скважин» №П1-01 СЦ-011 Р-001 совместно с представителями заводов-изготовителей НКТ.

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 (ПДК) по расследованию причин отказов УЭЦН (состав которой утверждается Распоряжением Генерального директора), совместно с представителями заводов-изготовителей НКТ, патрубков и переводников.

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.

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

Комиссия, 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».

Окончательное согласование заключения комиссии остается за председателем комиссии либо за лицом, его замещающим. Подпись акта обязательна для всех членов комиссии, участвовавших в расследовании. Прочее мнение членов комиссии излагается отдельным приложением к акту.

При выявлении повреждения НКТ, патрубка, переводника спуск которых производила бригада другого подрядчика, бурильщик/старший оператор Сервисной организации по ТКРС направляет телефонограмму о вызове представителя этой организации с кратким описанием ситуации.

Каждая авария с колонной НКТ независимо от времени и средств, затраченных на ее ликвидацию, должка быть не позднее, чем в течение 24 часов зарегистрирована. Все аварии с НКТ отражаются в «Ежедневной сводке по авариям и осложнениям» согласно Положению Компании «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше» № П2-05.01 Р-0493, на основании составленных Актов расследования аварий.

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.

Аварии с НКТ отражаются в «Ежедневной сводке по авариям и осложнениям» согласно Положению Компании «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше» № П2-05.01 Р-0493 с указанием следующих сведений дата происшедшей аварии, наименование СП, номер скважины (буровой), вид аварии, при каких работах произошла авария, затраты на ликвидацию аварии, номер Акта расследования аварии, установленный виновник аварии.

Акт расследования аварии составляется в соответствии с Положением Компании «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше» № П2-05.01 Р-0493.

В Акт расследования аварии должны войти также 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) Службой МТО 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 службы МТО. При необходимости представитель службы МТО направляет официальный запрос на завод изготовитель о необходимости вызова представителя.
  1. **ПОГРУЗО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ**

Перед проведением погрузочно-разгрузочных работ стропальщики и должностные лица УОТП/УОГПиСХ, а также ОЛ сервисных организаций по бурению и ТКРС обязаны проверить наличие защитных колпаков и заглушек на ниппельных и муфтовых концах НКТ. В случае отсутствия последних, установить. Также проверяется наличие бирок на каждую пачку.

Перед погрузкой НКТ стропальщики должны проверить соответствие транспортного средства требованиям п. 3.6.3 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.

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

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.

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

* 1. **СПУСКО - ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ**

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

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.

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

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

Во время подъёма, перед укладкой НКТ на стеллажи приемных мостков, сервисная 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.

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

Для оформления меры на спуск НКТ необходимо замерять длину каждой трубы от торца муфты до конца сбега 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.***

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 29](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_30._ПОДБОР)).

Непосредственно перед свинчиванием НКТ ремонтная бригада Сервисной 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.***

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

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.

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 31](#приложение31)). Не позднее 72-х часов после окончания ремонта подписанный мастером освоения, ТКРС паспорт на подвеску совместно с мерой спущенных НКТ передается в технологическую службу ЦДНГ, 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.

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.

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 индикатор веса. Бригада ТКРС обязана проводить спускоподъемные операции с применением обтюратора НКТ заводского исполнения соответствующего размера, с неизношенными уплотняющими элементами.

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

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 с записью в вахтовом журнале.

* 1. **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 17](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_17._АКТ_1).

Отбраковка НКТ, патрубков, переводников новых завезенных на скважину оформляется по Акту о фактическом качестве труб ([Приложение 30](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_30._АКТ))

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

* + 1. ***ОСОБЕННОСТИ ОТБРАКОВКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНЕ***

При получении насосно-компрессорных труб с трубной площадки, представитель УОТП и бригада Сервисной 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.

Отбраковка насосно-компрессорных труб при проведении текущего и капитального ремонта скважин проводится ремонтной бригадой Сервисной организации по ТКРС, члены которой несут персональную ответственность за организацию качественной отбраковки НКТ при спуске в скважину. По результатам отбраковки бригада Сервисной организации по ТКРС вызывает Супервайзера для подписания соответствующего акта. При выявлении дефектов на завезенной отремонтированной партии насосно-компрессорных труб должны приглашаться представители сервисной 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.

* + 1. ***ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ***

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.

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

При визуальном осмотре контролируется отсутствие сквозных отверстий, свищей, коррозионных растрескиваний металла, коррозии/эрозии (язвенной, питинговой, 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.

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

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

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.),

данное оборудование подлежит вывозу на ТИП для последующего проведения визуально-инструментального контроля.

* + 1. ***ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО***

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. Очистку калибров на скважине осуществляет бригада Сервисной 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**

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

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

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.

При спуске штангового глубинного насоса на НКТ проверке калибрами подлежат:

* последние10 НКТ подвески (т.е. установленные под планшайбой);
* 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке.

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

* последние10 НКТ подвески (т.е. установленные под планшайбой).
* 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке.

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

При отбраковке фондовых насосно-компрессорных труб в объеме **20%** и более мастер Сервисной 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.

При работе с гладкими калибрами натяг определяют, как расстояние между измерительной плоскостью калибра и торцом трубы или муфты (на рисунке 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 ±**** приведены в Таблице 1.

**Таблица 1**

**Предельные отклонения для гладких калибров (пробка, кольцо)**

| **УСЛОВНЫЙ**  **ДИАМЕТР**  **ТРУБЫ, ММ** | **НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР**  **ТРУБЫ**  ***D ММ*** | **ШАГ**  **РЕЗЬБЫ**  ***Р ММ*** | **НАТЯГ*А ММ*** | **ДОПУСТИМОЕ ОТКЛОНЕНИЕ**  ***Р1 ММ*** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| 33 | 33,4 | 2,54 | 0 | ±2,5 |
| 42 | 42,2 |
| 48 | 48,3 |
| 60 | 60,3 |
| 73 | 73,0 |
| 89 | 88,9 |
| 102 | 101,6 | 3,175 | 0 | ±3,2 |
| 114 | 114,3 |

**Муфта НКТ**

 

**Штангенциркуль**

**Натяг А**

**Измерительная плоскость гладкого калибра пробки**

**Контролируемая труба**

 

**Калибр кольцо**

**Измерительная плоскость гладкого калибра кольца**

**Рис. 2 Проверка резьбы муфты и ниппеля гладкими калибрами**

При работе с резьбовыми калибрами натяг определяют, как расстояние между измерительной плоскостью калибра и торцом трубы или муфты (на рисунке №2 обозначен натяг «***А»*** для калибра-пробки и натяг «***А*т»** для калибра-кольца). Натяг резьбы трубы по резьбовому калибру-кольцу должен быть равен величине. Предельные отклонения ± приведены в таблице №2.

Натяг резьбы не должен выходить за допустимые значения Аmin, Аmax, Атmin, Атmax 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 *Р1*** | **ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ НАТЯГОВ (ММ)** | | | |
| **А MIN** | **А MAX** | **АТ MIN** | **АТ 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 |
| 102 | 101,6 | 3,175 | 6,5 | 3,2 | ±3,2 | **3,3** | **9,7** | **0** | **5,0** |
| 114 | 114,3 |

Допустимый натяг **Ат** (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**

**Натяг Ат**

 

**Резьбовой калибр кольцо**

**Штангенциркуль**

**Измерительная плоскость**

**Рис. 3. Проверка резьбы резьбовым калибром-кольцом**

Допустимый натяг Ат (показания штангенциркуля) при проверке резьбы резьбовым калибром-пробкой:

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

**Муфта НКТ**

**Измерительная плоскость**

**Натяг А**

 

**Резьбовой калибр пробка**

**Штангенциркуль**

**Рис. 4 Проверка резьбы муфты и ниппеля резьбовыми калибрами**

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.

Калибры должны храниться в вентилируемом помещении без паров кислот и щелочей при температуре воздуха от +10 до +35 0С и относительной влажности до 80%.

При эксплуатации калибры подлежат периодическому контролю согласно МИ 1812-87 «МУ Калибры резьбовые конические Методика контроля».

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

Контроль за эксплуатацией, проведением поверок калибров, осуществляет Супервайзер во время проверок бригад Сервисных организаций по бурению скважин и ТКРС.

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 должен проверяться резьбовым калибром-кольцом с допустимым отклонением от ГОСТ 633 указанным заводом-изготовителем покрытия. Натяг резьбы муфт к трубам гладкими высаженными наружу концами должен проверяться резьбовым и гладким калибром-пробкой.

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

При необходимости проводится испытание на сплющивание, которое должно проводиться по ГОСТ 8695 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.

* 1. **ХРАНЕНИЕ НКТ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ**

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

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 НКТ одного собственника и имеющие одинаковые технические характеристики.

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.

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

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

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

* 1. **МАРКИРОВКА**

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 (НКГ, 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.

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

Содержание маркировки подвесного патрубка:

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

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

Содержание маркировки переводников:

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

# ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НКТ

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

**Таблица 3**

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

| **Услов**  **Диаметр тубы** | **ТРУБА** | | | | | | | **Муфта** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Нар.**  **Диам.** | **Толщ.**  **Стенки** | **Внутр**  **Диам.** | **Наружн**  **Диам.**  **Высаж**  **Части** | **Длина**  **Высаж**  **части** | **Масса1м.гладк трубы, Кг.** | **Увелич**  **Массы трубы с высадк,**  **Кг.** | **Наружн**  **Диам.** | **длина** | **Масса,**  **Кг.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** |
| **Трубы гладкие и муфты к ним** | | | | | | | | | | |
| 33  42  48  60  73  73  89  102  114 | 33,4  42,2  48,3  60,3  73,0  73,0  88,9  101,6  114,3 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  6,5  7,0 | 26,4  35,2  40,3  50,3  62,0  59,0  75,9  88,6  100,3 | -  -  -  -  -  -  -  -  - | -  -  -  -  -  -  -  -  - | 2,6  3,3  4,4  6,8  9,2  11,4  13,2  15,2  18,5 | -  -  -  -  -  -  -  -  - | 42,2  52,2  55,9  73,0  88,9  88,9  108,0  120,6  132,1 | 84  90  96  110  132  132  146  150  156 | 0,4  0,6  0,5  1,3  2,4  2,4  3,6  4,5  5,1 |
| **ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ** | | | | | | | | | | |
| 33  42  48  60  73  73  89  89  102  114 | 33,4  42,2  48,3  60,3  73,0  73,0  88,9  88,9  101,6  114,3 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 26,4  35,2  40,3  50,3  62,0  59,0  75,9  72,9  88,6  100,3 | 37,3  46,0  53,2  65,9  78,6  78,6  95,2  95,2  108,0  120,6 | 45  51  57  89  95  95  102  102  102  108 | 2,6  3,3  4,4  6,8  9,2  11,4  13,2  16,0  15,2  18,5 | 0,1  0,2  0,4  0,7  0,9  0,9  1,3  1,3  1,4  1,6 | 48,3  55,9  63,5  77,8  93,2  93,2  114,3  114,3  127,0  141,3 | 90  96  100  126  134  134  146  146  154  160 | 0,5  0,7  0,8  1,5  2,8  2,8  4,2  4,2  5,0  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  7,0 | 62,0  59,0 | 9,2  11,4 | 88,9  88,9 | 135  135 | 2,5  2,5 |
| **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** |
| 89 | 88,9 | 6,5  8,0 | 75,9  72,9 | 13,2  16,0 | 108,0  108,0 | 155  155 | 4,1  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)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Условный диаметр трубы** | **Наружный диаметр D** | **Толщина стенки S** | **Внутренний диаметр d** | **Наружный диаметр высаженной части Dв (пред.откл. +-0,5)** | **Внутренний диаметр в плоскости торца ниппельного конца dвн max** | **Внутренний диаметр конца высаженной части dв** | **Длина высаженной части Lв min** | **Масса 1м гладкой трубы;кг** | **Увеличение массы трубы вследствие высадки 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  73,0 | 5,5  7,0 | 62,0  59,0 | 84  86 | 65,5  63,0 | 60,0  57,0 | 100  100 | 9,2  11,4 | 2,2  2,6 |
| 89 | 88,9  88,9 | 6,5  8,0 | 75,9  72,9 | 102  104 | 79,5  77,0 | 73,9  70,9 | 100  100 | 13,2  16,0 | 3,2  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  42  48  60  73  73  89  89  102  114 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 26,4  35,2  40,3  50,3  62,0  59,0  75,9  72,9  88,6  100,3 | 3,29  4,25  5,56  8,68  11,66  14,51  16,70  20,21  19,41  23,58 | 5,47  9,73  12,75  19,86  30,18  27,33  45,34  41,83  61,62  78,97 | 0,55  0,97  1,28  1,99  3,02  2,73  4,52  4,17  6,16  7,90 | 0,33  0,43  0,56  0,87  1,17  1,45  1,67  2,02  1,94  2,36 | 0,34  0,44  0,58  0,90  1,22  1,51  1,76  2,12  2,03  2,47 | 2,64  3,37  4,46  6,95  9,48  11,68  13,62  15,73  19,10 | 2,67  3,40  4,54  7,06  9,64  11,84  13,85  16,65  15,95  19,43 | -  -  -  7,01  9,49  11,69  13,68  16,48  15,80  19,37 | -  -  -  7,01  9,46  11,70  13,58  16,43  15,67  19,06 |

Требования, используемые для расчета подвесок и допустимых нагрузок подвесок НКТ представлены в таблицах 7-23 и [Приложении 29](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_29._ПОДБОР).

**Таблица 7**

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Марка стали** | | | | | | |
| **H-40** | **J-55** | **N-80** | **P-105** | **C-75** | **L-80** | **C-95** |
| **1** | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| **Предел текучести**  **Мпа:**  **Наименьший**  **Наибольший**  **Временное сопротивление разрыву , Мпа, не менее** | 275  -  413 | 379  552  516 | 552  758  689 | 723  930  827 | 516  620  654 | 552  654  654 | 634  758  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** | | |
| 48х4  60х5  73х5,5  89х6,5  102х6,5  114х7 | 545  1010  1555  2180  2975  3355 | -  1400  2090  2945  3600  4005 |

**Таблица 9**

**Размеры оправок (стандарт ГОСТ 633-80) для НКТ**

| **Условный (дюймов) и наружный (мм) диаметры труб** | **Толщина стенки, мм** | **Наружный диаметр оправки, мм** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| 33  42  48  60  73  89  102  114 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 24,0  32,8  37,9  47,9  59,6  56,6  72,7  69,7  85,4  97,1 |
| **Размеры оправок (стандарт АНИ) для НКТ** | | |
| 1,050 (26,7)  1,315 (33,4)  1,660 (42,2)  1,900 (48,3)  2 3/8 (60,3)  2 7/8 (73,0) | 2,87  3,38  3,56  3,68  4,83  6,45  5,51 | 18,5  24,3  32,7  38,5  48,3  45,0  59,6 |
| 3 ½ (88,9)  4 (101,6)  4 ½ (114,3) | 7,82  6,45  9,52  6,65  6,88 | 55,0  72,8  66,7  85,1  97,4 |

**Таблица 10**

**Определение глубины прихвата по удлинению свободной части труб**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Диаметр труб, м** | **Толщина труб, м** | **Коэффициент k при силе натяжения Р, тс** | | | | | |
| **5** | **10** | **15** | **20** | **25** | **30** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| 48,3  60,3  73,0  88,9  101,6  114,3 | 4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 24,5  38,3  51,4  64,0  74,2  89,6  85,6  104,5 | 12,3  19,1  25,7  32,0  37,1  44,8  42,8  52,2 | 8,2  12,8  17,1  21,4  24,7  29,9  28,5  34,4 | 6,1  9,6  12,9  16,0  18,5  22,4  21,4  26,1 | -  7,7  10,3  12,8  14,8  17,9  17,1  21,0 | -  6,4  8,6  10,7  12,4  14,9  14,3  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. 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 удлиняется на I1+ Общее удлинение

I = I+ I1 + I2 + I3 + …+ Im

Где I1 – удлинение первой секции труб, считая от устья, при приложении силы Р, см;

I1=L1/k1; I2=L2/k2; I3=L3/k3; Im=Lm/km;

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.

**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  42  48  60  73  89  102  114 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 113  196  278  370  415  440  545 | 148  250  365  486  546  580  717 | 160  285  402  535  620  640  833 | 192  337  476  636  710  755  932 | 222  388  540  730  820  870  1076 | 122  157  210  322  435  540  622  754  723  880 | 162  208  273  425  572  712  818  995  951  1155 | 177  229  310  468  620  783  900  1090  1040  1270 | 209  272  356  552  743  935  1065  1298  1237  1505 | 242  312  410  640  855  1065  1227  1485  1430  1745 | 265  363  468  549  670  600  766 | 348  476  617  710  882  820  1070 | 382  524  680  780  967  902  1110 | 452  610  804  921  1142  1065  1310 | 522  716  925  1064  1320  1230  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  42  48  60  73  89  102  114 | 3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 68,5  54,2  54,0  54,0  49,0  62,6  47,6  58,6  41,6  42,0 | 90,0  71,2  71,0  71,0  64,7  82,2  62,7  77,2  55,0  52,5 | 99,0  78,3  78,2  78,2  71,0  90,5  69,0  85,0  60,4  57,7 | 117,0  92,5  92,4  92,4  84,0  107,0  81,6  100,0  71,4  68,9 | 135,0  107,0  107,0  107,0  97,0  123,3  94,1  116,0  82,4  78,9 | 54,2  39,7  41,1  39,0  36,2  51,0  36,6  48,7  29,6  28,9 | 66,5  50,7  52,7  50,0  46,5  66,0  46,5  63,1  37,6  36,9 | 72,6  55,2  57,5  54,6  50,5  72,3  50,6  69,0  40,5  38,8 | 84,8  63,8  66,5  63,1  58,0  84,1  58,0  80,4  45,9  43,9 | 96,7  72,0  75,1  71,4  65,2  95,8  65,0  91,0  50,8  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  33  42  48  60  73  89  102  114 | 3,0  3,5  3,5  4,0  5,0  5,5  7,0  6,5  8,0  6,5  7,0 | 67,2  (685)  64,3  (655)  50,5  (515)  50,5  (515)  50,5  (515)  45,6  (465)  57,9  (590)  44,1  (450)  54,4  (555)  38,7  (395)  37,3  (380) | 66,2  (675)  63,3  (645)  49,5  (505)  49,5  (505)  49,5  (505)  45,1  (460)  57,4  (585)  43,7  (445)  53,5  (545)  38,3  (390)  36,8  (375) | 87,3  (890)  83,4  (850)  65,2  (665)  65,2  (665)  65,2  (665)  59,4  (605)  75,0  (765)  57,4  (585)  70,6  (720)  50,0  (510)  48,1  (490) | 98,1  (1000)  93,7  (955)  73,6  (750)  73,6  (750)  73,6  (750)  66,7  (680)  84,9  (865)  64,7  (660)  79,5  (810)  56,4  (575)  54,4  (555) | 87,3  (890)  79,0  (805)  100,6  (1025)  76,5  (780)  94,2  (960)  66,7  (680)  64,3  (655) | 96,6  (985)  87,3  (890)  110,9  (1130)  84,4  (860)  104,0  (1060)  73,6  (750)  71,1  (725) | 122,6  (1250)  112,6  (1145)  122,6  (1250)  108,9  (1110)  122,6  (1250)  95,2  (970)  91,2  (930) |

*Примечания:*

*1. Если расчетное давление Р превышает 68,6 Мпа (700кгс/см2), испытательное давление принимают равным 68,6 Мпа (700 кгс/см2). По требованию потребителя испытательное давление принимают равным расчетному давлению Р, но не более 122,6 Мпа (1250 кгс/см2).*

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

*Примечание: предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составлены из труб одной группы прочности и толщины стенки, при коэффициенте запаса прочности n1=1,3 для вертикальных скважин.*

**Таблица 15**

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

| **Наружный диаметр, мм** | **Толщина стенки, мм** | **Марка стали** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **H-40** | **J-55**  **(K-55)** | **C-75** | **N-80**  **(L-80)** | **P-105** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| **ТРУБЫ ГЛАДКИЕ** | | | | | | |
| 26,7  33,4  42,2  48,3  60,3 | 2,87  3,38  3,56  3,68  4,24  4,83  6,45 | 1312  1520  1565  1636  17,62  1869 | 1809  2067  2169  2238  2418  2568 | 2443  2828  2952  3047  3293  3508  3891 | 2624  3010  3153  3254  3512  3737  4148 | 4907  5445 |
| 73,0  88,9  101,6  114,3 | 5,51  7,82  5,49  6,45  7,34  9,52  5,74  6,88 | 1954  1943  2060  2138  1794  1937 | 2689  2674  2836  2937  2463  2679 | 3670  4107  3642  3858  4006  4258  3357  3668 | 3916  4386  3886  4120  4276  4543  3582  3916 | 5134  5751  5404  5961 |
| **ТРУБЫ, ВЫСАЖЕННЫЕ С МУФТАМИ НОРМАЛЬНОГО ДИАМЕТРА** | | | | | | |
| 26,7  33,4  42,2  48,3  60,3  73,0  88,9  101,6  114,3 | 2,87  3,38  3,56  3,68  4,83  6,45  5,51  7,82  6,45  9,52  6,65  6,88 | 2578  2662  2659  2655  2634  2633  2617  2633  2604 | 3566  3639  3670  3663  3628  3629  3620  3620  3605 | 4856  4970  5010  4981  4912  5052  4978  4997  4901  4997  4936  4887 | 5199  5295  5340  5311  5247  5314  5299  5354  5235  5357  5266  5248 | 6921  7056  6905  7020  6851  6996 |
| **С МУФТАМИ УМЕНЬШЕННОГО ДИАМЕТРА** | | | | | | |
| 60,3  73,0  88,9 | 4,83  6,45  5,51  7,82  6,45  9,52 | 2665  2672  2674 | 3671  3683  3698 | 4970  5098  5052  5048  5006  5071 | 5308  5362  5378  5408  5348  5436 | 7003  7120  7007  7091  6998  7099 |
| **БЕЗМУФТОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ** | | | | | | |
| 33,4  42,2  48,3  52,4 | 3,38  3,18  3,56  3,18  3,68  3,96 | 2163  2484  2238  2636  2283  2574 | 3004  3391  3059  3630  3144  3544 | 4086  4189  4285  4815 | 4356  4455  4566  5149 |  |

*Примечание: предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составленной из труб одной группы прочности и толщины стенки, при коэффициенте запаса прочности n1=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** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **H-40** | **J-55**  **(K-55)** | **C-75** | **N-80**  **(L-80)** | **P-105** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| **ТРУБЫ ГЛАДКИЕ** | | | | | | |
| 26,7  33,4  42,2  48,3  60,3 | 2,87  3,88  3,56  3,68  4,24  4,83  6,45 | 28  49  69  85  134  160 | 39  67  95  117  184  220 | 53  91  129  159  251  300  429 | 57  97  138  170  268  319  458 | 419  601 |
| 73,0  88,9  101,6  114,3 | 5,51  7,82  5,49  6,45  7,34  9,52  5,74  6,88 | 234  289  354  412  321  461 | 322  398  487  566  440  637 | 440  663  542  662  771  1027  600  872 | 469  709  578  708  823  1096  640  931 | 615  929  928  1438 |
| **ТРУБЫ С БЕЗМУФТОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ** | | | | | | |
| 33,4  42,2  48,3  52,4 | 3,38  3,18  3,56  3,18  3,68  3,96 | 71  99  99  120  120  159 | 98  135  135  165  165  219 | 133  185  224  297 | 142  197  239  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** | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **H-40** | **J-55** | **C-75** | **L-80** | **N-80** | **P-105** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| **ТРУБЫ ГЛАДКИЕ** | | | | | | | | |
| 1,050  (26,7) | 2,87 | Опт.  Мин.  Макс. | 193  152  248 | 248  193  317 | 317  235  400 | 331  248  414 | 345  262  428 |  |
| 1,315  (33,4) | 3,38 | Опт.  Мин.  Макс. | 290  221  359 | 373  276  469 | 497  373  621 | 511  386  635 | 524  400  662 |  |
| 1,660  (42,2) | 3,56 | Опт.  Мин.  Макс. | 373  276  469 | 483  359  607 | 635  483  800 | 649  483  814 | 676  511  842 |  |
| 1,900  (48,3) | 3,68 | Опт.  Мин.  Макс. | 442  331  552 | 566  428  704 | 745  566  938 | 773  580  966 | 787  593  980 |  |
| 2 3/8  (60,3) | 4,24 | Опт.  Мин.  Макс. | 649  483  814 | 842  635  1049 | 1004  828  1380 | 1145  856  1435 | 1173  883  1463 |  |
|  | 4,84 | Опт.  Мин.  Макс. | 773  580  966 | 1007  759  1256 | 1325  994  1656 | 1366  1021  1711 | 1408  1063  1766 | 1766  1325  2208 |
|  | 6,45 | Опт.  Мин.  Макс. |  |  | 1904  1435  2387 | 1960  1477  2456 | 2015  1518  2525 | 2539  1904  3174 |
| 2 7/8  (73) | 5,51 | Опт.  Мин.  Макс. | 1104  828  1378 | 1449  1090  1808 | 1904  1435  2387 | 1973  1477  2470 | 2029  1518  2540 | 2553  1918  3187 |
|  | 7,82 | Опт.  Мин.  Макс. | 2884  2167  3602 |  |  | 2981  2236  3726 | 3050  2291  3809 | 3850  2884  4816 |
| 3 ½  (88,9) | 5,49 | Опт.  Мин.  Макс. | 1270  952  1587 | 1670  1256  2084 | 2208  1656  2760 | 2291  1725  2870 | 2346  1766  2939 |  |
|  | 6,45 | Опт.  Мин.  Макс. | 1546  1159  1932 | 2042  1532  2553 | 2691  2015  3367 | 2801  2098  3505 | 2857  2139  3574 | 3616  2719  4526 |
|  | 7,34 | Опт.  Мин.  Макс. | 1808  1352  2263 | 2374  1780  2967 | 3133  2346  3919 | 3257  2443  4071 | 3326  2498  4154 |  |
|  | 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 |
|  | 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 |
|  | 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 |
|  | 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  4.83  6.45 | H-40. J-55. C-75. N-80  H-40. J-55. C-75. N-80. P-105  N-80. C-75. P-105 |
| 73.0 | 5.51  7.82 | H-40. J-55. C-75. N-80. P-105  C-75. N-80. P-105 |
| 88.9 | 5.49  6.45  7.34  9.52 | H-40. J-55. C-75. N-80  H-40. J-55. C-75. N-80. P-105  H-40. J-55. C-75. N-80  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  6.45 | H-40. J-55. C-75. N-80. P-105  C-75. N-80. P-105 |
| 73.0 | 5.51  7.82 | H-40. J-55. N-80. P-105  C-75. N-80. P-105 |
| 88.9 | 6.45  9.52 | H-40. J-55. C-75. N-80. P-105  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 p**  **Высота исходного профиля H\***  **Высота профиля h1**  **Рабочая высота профиля h\***  **Угол профиля a\***  **Радиус закругления:**  **Вершины профиля r**  **Впадины профиля r1**  **Угол наклона стороны профиля a\2**  **Зазор Z\***  **Угол уклона**  **Конусность 2tg** | 2,540  2,200  + 0,05  1,412  - 0,10  1,336  60о  + 0,045  0,432  0,356  - 0,045  30+-1о  0,076  1о47 24”  1:16 | 3,175  2,750  +0,05  1,810  - 0,10  1,734  60о  + 0,045  0,508  0,432  - 0,045  30+-1о  0,076  1о47 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 B** | **Диаметр расточки муфты Dр** | **Диаметр торцовой плоскости у муфты со скосами 20оDв** |
| **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  4,83  6,45 | 51,82  50,64  47,40 | 5,98  6,71  8,66 | 2,54  2,54  2,54 | 58,989  58,989  58,989 | 41,3  41,3  41,3 | 73,0  73,0  73,0 | 108,0  108,0  108,0 | 5,08  5,08  5,08 | 4,8  4,8  4,8 | 61,9  61,9  61,9 | 66,7  66,7  66,7 |
| 73,0 | 5,51  7,82 | 62,00  57,36 | 9,41  12,68 | 2,54  2,54 | 71,689  71,689 | 52,4  52,4 | 88,9  88,9 | 130,2  130,2 | 5,08  5,08 | 4,8  4,8 | 74,6  74,6 | 81,0  81,0 |
| 88,9 | 5,49  6,45  7,34  9,52 | 77,92  76,00  74,22  69,86 | 11,68  13,48  15,11  18,93 | 2,54  2,54  2,54  2,54 | 87,564  87,564  87,564  87,564 | 58,8  58,8  58,8  58,8 | 108,0  108,0  108,0  108,0 | 142,9  142,9  142,9  142,9 | 5,08  5,08  5,08  5,08 | 4,8  4,8  4,8  4,8 | 90,5  90,5  90,5  90,5 | 98,4  98,4  98,4  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 20о** | |
| **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  33,4  42,2  48,3  60,3  73,0  88,9  101,6  114,3 | 2,87  3,38  3,56  3,68  4,83  6,45  5,51  7,82  6,45  9,52  6,65  6,88 | 20,96  26,64  35,08  40,94  50,64  47,40  62,00  57,36  76,00  69,86  88,30  100,54 | 1,79  2,60  3,50  4,20  6,89  8,83  9,58  12,93  13,81  19,24  16,36  19,20 | 6,81  8,75  9,44  12,80  13,52  18,96 | 2,54  2,54  2,54  2,54  3,175  3,175  3,175  3,175  3,175  3,175  3,175  3,175 | 32,065  39,970  44,701  51,845  64,148  64,148  76,848  76,848  93,516  93,516  106,216  118,916 | 28,6  31,8  34,9  36,5  49,2  49,2  54,0  54,0  60,3  60,3  60,5  66,7 | 33,4  37,3  46,0  53,2  65,9  65,9  78,6  78,6  95,2  95,2  108,0  120,6 | 60,3  63,5  66,7  68,3  101,6  101,6  108,0  108,0  114,3  114,3  114,3  120,6 | 42,4  48,3  55,9  63,5  77,8  77,8  93,2  93,2  114,3  114,3  127,0  141,3 | 73,9  73,9  87,9  87,9  106,2 | 35,0  38,9  47,6  54,8  67,5  67,5  80,2  80,2  98,6  96,8  109,6  122,2 | 82,6  88,9  95,2  98,4  123,8  123,8  133,4  133,4  146,0  146,0  152,4  158,8 | 2,4  2,4  3,2  3,2  4,0  4,0  5,6  5,6  6,4  6,4  6,4  6,4 | 37,8  42,8  51,0  58,3  71,8  71,8  85,9  85,9  104,8  104,8  117,5  131,0 | 69,9  69,9  83,2  83,2  100,7  100,7 |

**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 Dв трубы** | **Шаг резьбы**  **p** | **Средний диаметр резьбы в основной плоскости dср** | **Диаметр резьбы в плоскости торца трубы** | | **Длина резьбы трубы** | | | **Сбег L1 max** | **Внутренний диаметр тубы в плоскости торца муфты**  **D3\*** | **Диаметр цилиндрической выточки муфты D3 (пред. Откл. +0,8)** | **Ширина торцовой плоскости муфты B 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\*** | **Общая (до конца сбега) L** | | **До основной плоскости l\*** |
| **Номинальная** | **Пред. Откл.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** |
| **ТРУБЫ ГЛАДКИЕ** | | | | | | | | | | | | | | |
| 33  42  48  60  73  89  102  114 | 33,4  42,2  48,3  60,3  73,0  88,9  101,6  114,3 | 2,540  3,175  3,175 | 32,065  40,828  46,924  58,989  71,689  87,564  99,866  112,566 | 32,382  40,948  46,866  58,494  70,506  85,944  98,519  111,031 | 29,568  38,124  44,42  55,670  67,682  83,120  94,899  107,411 | 29  32  35  42  53  60  62  65 | +-2,5  +-3,2  +-3,2 | 16,3  19,3  22,3  29,3  40,3  47,3  49,3  52,3 | 8  10  10 | 31,210  39,973  46,069  58,134  70,834  86,709  98,519  111,219 | 35,0  43,8  49,9  61,9  74,6  90,5  103,2  115,9 | 2,0  2,5  1,5  4,0  5,5  6,5  6,5  6,0 | 8,0  9,5  9,5 | 5,0  6,5  6,5 |
| **Трубы с высаженными наружу концами** | | | | | | | | | | | | | | |
| 27  33  42  48  50  73  89  102  114 | 33,4  37,3  46,0  53,2  65,9  78,6  95,2  108,0  120,6 | 2,540  3,175 | 32,065  35,970  44,701  51,845  64,148  76,848  93,516  106,216  118,916 | 32,383  36,100  44,643  51,662  63,551  76,001  92,294  104,744  117,256 | 29,568  33,276  41,819  48,833  59,931  72,381  88,674  101,124  113,636 | 29  32  35  37  50  54  60  64  67 | +-2,5  +-3,2 | 16,3  19,3  22,3  24,3  37,3  41,3  47,3  51,3  54,3 | 8  10 | 31,210  36,115  43,846  50,990  62,801  75,501  92,169  104,869  117,569 | 35,0  38,9  47,6  54,8  67,5  80,2  96,9  109,6  122,3 | 2,0  3,0  2,5  2,5  3,5  4,5  6,5  6,5  7,5 | 8,0  9,5 | 5,0  6,5 |

**Таблица 24**

**Соответствие ГОСТ Р 53366-2009, ISO 11960:2004,** [**ГОСТ 633-80**](http://nordoc.ru/doc/9-9578)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ГОСТ Р 53366-2009** | | | | | **ISO 11960:2004** | | | | | [**ГОСТ 633-80**](http://nordoc.ru/doc/9-9578) | | | |
| **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 прочнос- ти, МПа, мин.** |
| **мин.** | **макс.** | **мин.** | **макс.** | **мин.** | **макс.** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Н40 | - | 276 | 552 | 414 | Н40 | - | 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 |
| М65 | - | 448 | 586 | 586 | М65 | - | 448 | 586 | 586 | - | - | - | - |
| L80 | Все | 552 | 655 | 655 | L80 | Все | 552 | 655 | 655 | - | - | - | - |
| С90 | 1 и 2 | 621 | 724 | 689 | С90 | 1 и 2 | 621 | 724 | 689 | - | - | - | - |
| С95 | - | 655 | 862 | 758 | С95 | - | 655 | 758 | 724 | Л | 655 | 862 | 758 |
| Т95 | 1 и 2 | 655 | 758 | 724 | Т95 | 1 и 2 | 655 | 758 | 724 | - | - | - | - |
| Р110 | - | 758 | 965 | 862 | Р110 | - | 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 |

# 

# 6 **ССЫЛКИ**

1. Приказ Министерства финансов Российской Федерации от 13.06.1995 №49 «Об утверждении Методических указаний по инвентаризации имущества и финансовых обязательств».
2. Постановление Госкомстата РФ от 21.01.2003 № 7 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету основных средств».
3. ГОСТ 633-80 (ГОСТ Р52203-2004) Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним. Технические условия.
4. ГОСТ Р 53366-2009 Трубы стальные применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
5. ГОСТ Р 53365-2009 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования.
6. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
7. РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб».
8. МИ 1812-87 «Методические указания. Калибры резьбовые конические Методика контроля».
9. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности.
10. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0002 «Применение и эксплуатация насосно- компрессорных труб».
11. Методические указания Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 25.05.2016 № 248, введенные в действие приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 24.06.2016 №171
12. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-01 Р-0056 ЮЛ-428 «Входной контроль качества материально-технических ресурсов на объектах строительства Общества».
13. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (актуальная версия).
14. Положение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Порядок приемки, перемещения, хранения и отпуска материально-технических ресурсов» № П2-02 Р-0588 ЮЛ-428.

# **ПРИЛОЖЕНИЯ**

**Таблица 25**

**Перечень Приложений к Регламенту бизнес-процесса**

| **НОМЕР**  **ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | Акт приемки насосно-компрессорных труб по качеству | Включено в настоящий файл |
| 2 | Акт о приёме-передаче объектов ОС (форма № ОС-1) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 3 | Акт о приёме-передаче групп объектов ОС (форма № ОС-1б) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 4 | Накладная на внутреннее перемещение объектов основных средств (форма № ОС-2) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 5 | Заявка на завоз и вывоз НКТ | Включено в настоящий файл |
| 6 | Акт о приемке – передачи оборудования в монтаж (форма № ОС - 15) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 7 | Акт расследования расхождения количества НКТ | Включено в настоящий файл |
| 8 | Реестр отбракованных НКТ | Включено в настоящий файл |
| 9 | Методика расчета удельного веса технологических обрезков труб НКТ | Включено в настоящий файл |
| 10 | Акт о списании объекта ОС (форма № ОС-4) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 11 | Акт о списании групп ОС (форма № ОС-4б) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 12 | Акт технического обследования ОС (форма № ОА-2) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 13 | Приходный ордер (форма № М-4) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 14 | Акт о разделении объектов ОС | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 15 | Расчет массы при списании НКТ б/у с АСПО и другими отложениями | Включено в настоящий файл |
| 16 | Паспорт комплектации подвески НКТ | Включено в настоящий файл |
| 17 | Акт ревизии поднятых труб | Включено в настоящий файл. |
| 18 | Информационная карточка | Включено в настоящий файл |
| 19 | Патрубки подвесные НКТ 73 | Включено в настоящий файл |
| 20 | Патрубки подвесные НКТ 89 | Включено в настоящий файл |
| 21 | Переводники для НКТ Н89хВ73 | Включено в настоящий файл |
| 22 | Переводники для НКТ Н73хВ73 | Включено в настоящий файл |
| 23 | Информационная карточка на патрубок и переводник | Включено в настоящий файл. |
| 24 | Форма паспорта на патрубок подвесной (переводник) | Включено в настоящий файл |
| 25 | Товарно-транспортная накладная | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 26 | Накладная на отпуск материалов на сторону (форма № М – 15) | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 27 | Акт о замере НКТ, поднятых из скважины | Включено в настоящий файл |
| 28 | Акты расследования причин отбраковки НКТ не прошедшей гарантированный срок наработки на скважине | Включено в настоящий файл |
| 29 | Подбор колонн НКТ в скважины | Включено в настоящий файл |
| 30 | Акт о фактическом качестве труб | Включено в настоящий файл |
| 31 | Форма Акта о замере НКТ, спускаемых в скважину | Включено в настоящий файл |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. 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 5. ЗАЯВКА НА ЗАВОЗ И ВЫВОЗ НКТ

**ЗАЯВКА НА ЗАВОЗ И ВЫВОЗ НКТ**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **МЕСТОРОЖДЕНИЕ** | **КУСТ №,** | **СКВ. №** | **№ БРИГАДЫ СК ПО ТКРС** | **ЗАВОЗ**  **(МАРКА, ТИП, КОЛИЧЕСТВО)** | **ВЫВОЗ**  **(МАРКА, ТИП, КОЛИЧЕСТВО, С КАКОЙ СКВ ПОДНЯТО ГНО)** | **ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ** | **ВРЕМЯ ИСПОЛНЕНИЯ** | **ПРИОРИТЕТНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЯВОК** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

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

Согласовано: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7. 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 8. РЕЕСТР ОТБРАКОВАННЫХ НКТ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | НКТ Ø \_\_ |  |  |  | |  | | Дата составления | Отчетный период | |  |
|  |  |  | Славнефть-Красноярскнефтегаз | | | | | | |  |  | |  |
|  |  |  |  | **Реестр №\_\_** | | | | | |  |  | |  |
|  |  |  | **отбракованных НКТ забитых АСПО и другими отложениями** | | | | | | | |  | |  |
|  |  |  |  |  |  |  | |  | |  |  | |  |
| **№ п/п** | **№ пачки/месяц-год** | | | **Ø НКТ** | **Вид отбраковки** | **№ стеллажа** | | **Количество при оприходовании НКТ б/у** | | | | | **Средняя толщина стенки НКТ б/у** |
| **штуки** | | **метры** | **Расчетным методом (тн)** | | **мм** |
|  |  |  |  |  |  |  | |  | |  |  | |  |
|  |  |  |  |  |  |  | |  | |  |  | |  |
|  |  |  |  |  |  |  | |  | |  |  | |  |
| **ИТОГО:** | | | | | | | |  | |  |  | |  |
|  |  |  |  |  |  |  | |  | |  |  | |  |
| **Начальник УОТП** | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  | | | | | |  | |  | |  |  | |  |
| **МОЛ УОТП** | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  | | | | | |  | |  | |  |  | |  |
| **Представитель ЦДНГ** | | | | | | |  | |  | | |  | |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 9. 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:

**Р = А : ( Б – В )**, где:

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

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

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

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

Согласно ГОСТ Р52203-2004 теоретическая масса 1 метра новых НКТ и муфт приведена в таблице:

**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 Dм** | **Длина Lм** | **Масса, кг** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| 33  42  48  60 | 33,4  42,2  48,3  60,3 | 3,5  3,5  4,0  5,0 | 26,4  35,2  40,3  50,3 | 2,6  3,3  4,4  6,8 | 42,2  52,2  55,9  73,0 | 84,0  90,0  96,0  110,0 | 0,4  0,6  0,5  1,3 |
| 73 | 73 | 5,5 | 62,0 | 9,2 | 88,9 | 132,0 | 2,4 |
| 7,0 | 59,0 | 11,4 |
| 89  102  114 | 88,9  101,6  114,3 | 6,5  6,5  7,0 | 75,9  83,6  100,3 | 13,2  15,2  18,5 | 108,0  120,6  132,1 | 146,0  150,0  156,0 | 3,6  4,5  5,1 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 15. 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 1пак – расчётная масса одного пакета НКТ б/у с АСПО и другими отложениями;

∆нов – толщина стенки новой НКТ по ГОСТ 633-80;

∆ср –фактическая толщина стенки НКТ б/у с АСПО и другими отложениями;

m 1м – масса одного метра новой НКТ по ГОСТ 633-80;

L пак – общая длина НКТ в пакете;

m 1мф – вес одной муфты НКТ с учётом коэффициента = 0,98;

0,98 – коэффициент износа муфты НКТ;

N 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 16. ПАСПОРТ КОМПЛЕКТАЦИИ ПОДВЕСКИ НКТ

ЦДНГ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Куст \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Скважина \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Месторождение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Паспорт комплектации подвески**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ИСПОЛНИТЕЛЬ (ПРЕДПРИЯТИЕ, БРИГАДА, ФИО БРИГАДИРА)** | **НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР Х СТЕНКА (ММ)** | **ГРУППА ПРОЧНОСТИ** | **ДЛИНА ПОДВЕСКИ (М)** | **КОЛИЧЕСТВО НКТ (ШТ)** | **ЗАВОД-ИЗГОТОВИТЕЛЬ (ОРТ),**  **НОМЕР И ДАТА ВЫДАЧИ СЕРТИФИКАТА НА НКТ** | **ЗАВОДСКОЙ НОМЕРПАРТИИ НКТ** | **ДАТА СПУСКА В СКВАЖИНУ** | **ДАТА ПОДЪЕМА** | **НАРАБОТКА СУТОК** | **ДАВЛЕНИЕ ГИДРОИСПЫТАНИЙ, КГС/СМ2** | **КОЛ-ВО СПО** | **СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ** | **ХВОСТОВИК** | **ДАТА РЕМОНТА СКВ** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Хвостовик** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Мастер СК ТКРС \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (Подпись) Представитель УОТП**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(Подпись) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (ФИО)**

## ПРИЛОЖЕНИЕ 17. 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 18. ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТОЧКА

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  | **ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТОЧКА** | | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | **Скважина №** | | |  | **куст №** |  |  |  |  | **Месторождение** | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Информационная карточка**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ ПОДВЕСКИ** | **№ ИЛИ НАЗВАНИЕ СТУПЕНИ ПОДВЕСКИ** | **ПОДВЕСКА** | | | | | | | | | |  | **КОЛ-ВО И МАРКА ШТАНГ** | | | | **ДАТА СПУСКА** | **ДАТА ПОДЪЕМА** | **ПРИЧИНА ПРС** | **БРИГАДА ТКРС ВЫПОЛНЯВШАЯ РЕМОНТ** | **НОМЕР И НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТОВ ОТКУДА ЗАНЕСЕНЫ ДАННЫЕ О ПОДВЕСКИ НКТ И ШТАНГ** | **ФИО ЛИЦА ЗАПОЛНЯВШЕГО КАРТУ** |
| **НАРУЖНЫЙ D-(ММ)** | **ТИП НКТ (СТАЛЬ, ПОКРЫТИЕ)** | **ГРУППА ПРОЧНОСТИ** | **ТОЛЩИНА СТЕНКИ (ММ)** | **ДЛИНА ПАЧКИ (М)** | **КОЛИЧЕСТВО НКТ (ШТ)** | **НАРАБОТКА СУТОК** | **КОЛИЧЕСТВО СПО** | **ЗАВОД ИЗГОТОВИТЕЛЬ** | **№ СЕРТИФИКАТА И № ПАКЕТА** | **ДАВЛЕНИЕ ГИДР.ИСП. (КГС/СМ2)** | **19 ММ** | **22 ММ** | **25ММ** | **МАРКА** |
|
|
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 19. ПАТРУБКИ ПОДВЕСНЫЕ НКТ 73

****

## ПРИЛОЖЕНИЕ 20. ПАТРУБКИ ПОДВЕСНЫЕ НКТ 89

****

## ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ НКТ Н89хВ73



## ПРИЛОЖЕНИЕ 22. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ НКТ Н73хВ73



## ПРИЛОЖЕНИЕ 23. 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 24. ФОРМА ПАСПОРТА НА ПАТРУБОК ПОДВЕСНОЙ (ПЕРЕВОДНИК)

**ПАСПОРТ**

**(пример заполнения)**

**на патрубок подвесной (КСИ)**

Обозначение: **НКТ 73х7.0мм -N80**

Предприятие изготовитель: ООО «ПромНефтеМаш»

Адрес: г. Златоуст, 3 мкр, 32Б; тел. (3513) 65-14-35

Дата выпуска: апрель 2011 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 – 5 СПО

2.3. Срок эксплуатации не более 1830 суток

**3. Свидетельство о приемке**

Патрубок № **001 партия №10** изготовлен в соответствии с требованиями конструкторской документации

ПНМ 06.001 и ТУ 1327-005-61262292-2009.

1. Сертификат качества на материал для заготовки изделия

№ SD10072901 от 29.07.2010 г.

2. Сертификат соответствия № РОСС RU.АВ28.H08339.

3. Протокол испытаний № 298/28-044 от 20.09.2010 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

предприятия м.п.

Начальник ОТК

## ПРИЛОЖЕНИЕ 27. АКТ О ЗАМЕРЕ НКТ, ПОДНЯТЫХ ИЗ СКВАЖИНЫ

Мастер бригады № \_\_\_\_\_\_\_ТКРС \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/

(подпись) (расшифровка подписи)

ЦДНГ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Куст\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Скважина\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Месторождение\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Подрячик\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_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 28. АКТЫ РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН ОТБРАКОВКИ НКТ НЕ ПРОШЕДШЕЙ ГАРАНТИРОВАННЫЙ СРОК НАРАБОТКИ НА СКВАЖИНЕ

**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 29. 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.

1. **Подбор колонн НКТ для нагнетательных скважин**
   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 Lст=Lнкт - 2000, «К72» («К»), где  
    Lст – длина второй ступени колонны  
    Lнкт – 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 Lст=Lнкт - 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 Lст=Lнкт - 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 30. 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 31. 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)