

**УТВЕРЖДЕНЫ**

**Приказом ПАО «НК «Роснефть»**

**от «14» сентября 2024 г. № 365**

**Введены в действие с «14» сентября 2024 г.**

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

**с «27» сентября 2024 г.**

**Приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»**

**от «27» сентября 2024 г. № 1168**

|  |
| --- |
| **ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ** |

**ПРИМЕНЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ   
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**

**№ П1-01.05 ТТР-0002**

**ВЕРСИЯ 3**

**москва**

**2024**

**СОДЕРЖАНИЕ**

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4](#_Toc165129405)

[НАЗНАЧЕНИЕ 4](#_Toc165129406)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 4](#_Toc165129407)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 4](#_Toc165129408)

[2. ГЛОССАРИЙ 5](#_Toc165129409)

[2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc165129410)

[2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc165129411)

[2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 5](#_Toc165129412)

[2.4. СОКРАЩЕНИЯ 6](#_Toc165129413)

[3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА 9](#_Toc165129414)

[4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, МУФТ, ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН 10](#_Toc165129415)

[4.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМ ТРУБАМ, МУФТАМ, ЭЛЕМЕНТАМ ТРУБНЫХ КОЛОНН 10](#_Toc165129416)

[4.2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗЬБОВЫМ СМАЗКАМ 12](#_Toc165129417)

[4.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 13](#_Toc165129418)

[4.4. ПОРЯДОК ДОПУСКА ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ К ПРИМЕНЕНИЮ. ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙЙ 14](#_Toc165129419)

[4.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И СОРТАМЕНТ ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (ПОДВЕСНЫХ) И ПОДГОНОЧНЫХ 15](#_Toc165129420)

[4.5.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 15](#_Toc165129421)

[4.5.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕВОДНИКАМ 16](#_Toc165129422)

[4.5.3. МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПЫТАНИЙ ПЕРЕВОДНИКОВ 17](#_Toc165129423)

[4.5.4. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, МАРКИРОВКА ПЕРЕВОДНИКОВ 17](#_Toc165129424)

[4.5.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ (ПОДВЕСНЫМ) И ПОДГОНОЧНЫМ ПАТРУБКАМ 19](#_Toc165129425)

[4.5.6. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, МАРКИРОВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (ПОДВЕСНЫХ) И ПОДГОНОЧНЫХ ПАТРУБКОВ 20](#_Toc165129426)

[5. ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ 23](#_Toc165129427)

[5.1. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ 23](#_Toc165129428)

[5.2. ПРОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, МУФТ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН 25](#_Toc165129429)

[5.3. ПОРЯДОК ПРИЕМКИ И ХРАНЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН 28](#_Toc165129430)

[5.3.1. ПОРЯДОК ПРИЕМКИ 28](#_Toc165129431)

[5.3.2. ТРЕБОВАНИЯ К СТЕЛЛАЖНОМУ ХОЗЯЙСТВУ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ   
ТРУБ 31](#_Toc165129432)

[5.3.3. ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН 33](#_Toc165129433)

[6. КЛАССИФИКАЦИЯ ФОНДА СКВАЖИН ПО ТИПАМ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ 35](#_Toc165129434)

[7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ 36](#_Toc165129435)

[7.1. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПОДБОРУ, ДВИЖЕНИЮ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ 36](#_Toc165129436)

[7.2. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ С УЧЕТОМ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА РАЗЛИЧНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН 38](#_Toc165129437)

[7.2.1. УЧЕТ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 39](#_Toc165129438)

[7.2.2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ 39](#_Toc165129439)

[7.2.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩЕГО ФАКТОРА 41](#_Toc165129440)

[7.2.4. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ХАРАКТЕР НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН 41](#_Toc165129441)

[7.2.5. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ КОРРОЗИИ 42](#_Toc165129442)

[7.2.6. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ ЭРОЗИИ 42](#_Toc165129443)

[7.2.7. АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ 43](#_Toc165129444)

[7.3. ФОРМИРОВАНИЕ, ЗАМЕНА И ПОДБОР НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ 44](#_Toc165129445)

[7.4. КОНТРОЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ НА СКВАЖИНЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ 45](#_Toc165129446)

[7.5. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ), ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ) ПРИ ТЕКУЩИЕМ (КАПИТАЛЬНОМ) РЕМОНТЕ СКВАЖИН 51](#_Toc165129447)

[7.6. ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЯ ПРИ ТЕКУЩЕМ (КАПИТАЛЬНОМ) РЕМОНТЕ СКВАЖИН ПРИ ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН ПРИ   
СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ 54](#_Toc165129448)

[7.7. ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИ ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 55](#_Toc165129449)

[7.8. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ ПОСЛЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ 56](#_Toc165129450)

[7.9. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ   
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ) НА ТРУБНОЙ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ ПЛОЩАДКЕ 58](#_Toc165129451)

[8. ПРОВЕДЕНИЕ РАССЛЕДОВАНИЯ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ АВАРИИ С   
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ ТРУБНЫХ КОЛОНН 63](#_Toc165129452)

[8.1. ТРЕБОВАНИЯ К УЧЕТУ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 67](#_Toc165129453)

[9. УЧЕТ НАЛИЧИЯ, ДВИЖЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБНЫХ КОЛОНН 68](#_Toc165129454)

[9.1. СВЕДЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «ПОДВЕСКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ» 68](#_Toc165129455)

[9.2. ПОРЯДОК СПИСАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 68](#_Toc165129456)

[10. ССЫЛКИ 69](#_Toc165129457)

[11. ПРИЛОЖЕНИЯ 72](#_Toc165129458)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМЫ И МАТЕРИАЛЫ 73](#_Toc165129459)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПРОГРАММА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО) 75](#_Toc165129460)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЭКСПЕРТИЗЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ВНУТРЕННЕГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ОБРАЗЦОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО) 75](#_Toc165129461)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СПОСОБНОСТЬ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСАЖДЕНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА   
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО) 75](#_Toc165129462)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ТРЕБОВАНИЯ К ЛАБОРАТОРНЫМ ИСПЫТАНИЯМ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО) 75](#_Toc165129463)

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**НАЗНАЧЕНИЕ**

Настоящие Типовые требования устанавливают единые требования к применению и эксплуатации насосно-компрессорных труб, а также к процессу расследования отказов, аварий с колонной насосно-компрессорных труб.

Настоящие Типовые требования распространяются на стальные шовные и бесшовные насосно-компрессорные трубы гладкие, с высаженными наружу концами и муфты к ним различного исполнения, с внутренними защитными покрытиями, в коррозионностойком исполнении с содержанием хрома в сталях 9-13%, а также безмуфтовые трубы гладкие, с высаженными наружу концами, с наружным диаметром от 33 до 114 мм включительно.

**ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ**

Настоящие Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных Обществ Группы, осуществляющих деятельность по добыче углеводородов, и прочих подконтрольных Обществ Группы, расположенных на территории Российской Федерации, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Типовых требований.

Периметр внедрения Типовых требований утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

Общества Группы при оформлении договоров с Подрядными организациями, осуществляющими деятельность по учёту, маркировке, упаковке, транспортировке, погрузке – разгрузке, хранению, эксплуатации и ремонту фондовых насосно-компрессорных труб, муфт к ним, патрубков и переводников, а также услуги по экспертизе труб нефтяного сортамента, обязаны включить в договоры соответствующие условия и требования настоящего документа.

**ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ**

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

# ГЛОССАРИЙ

* 1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария:*День качества,* *Информационная система «Мехфонд» (ИС «Мехфонд»),* *Информационная система «Подвески насосно-компрессорных труб» (ИС «Подвески НКТ»), Информационный ресурс «Нормативное обеспечение» (ИР «НО»), Колонна насосно-компрессорных труб, Локальный нормативный документ (ЛНД), Материально-технические ресурсы (МТР),   
Материально-техническое обеспечение, Насосно-компрессорная труба, Нормативный документ, Общество Группы (ОГ), Опытно-промышленные испытания/   
Опытно-промысловые испытания, Партия насосно-компрессорных труб, Погружной электродвигатель, Распорядительный документ,* *Ремонт скважины, Самостоятельное структурное подразделение (ССП), Штанговый глубинный насос, Электроцентробежный насос.*

* 1. **РОЛИ** **КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария:   
*Завод-изготовитель*, *Испытательная лаборатория / Испытательный центр,   
Материально-ответственное лицо, Общий центр обслуживания (ОЦО), Подрядная организация (Подрядчик), Поставщик, Профильное структурное подразделение (ПСП).*

* 1. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| БЕСШОВНАЯ ТРУБА | – | стальное трубное изделие, изготовленное из горячей стальной заготовки и обработанное давлением, если необходимо, прошедшее соответствующую холодную обработку горячекатаного трубного изделия для придания ему соответствующих формы, размеров и свойств. |
| КОМПАНИЯ | – | группа юридических лиц различных  организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее прямо и (или) косвенно выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества. |
| обслуживание НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ | – | комплекс операций по сортировке, хранению и транспортировке насосно-компрессорных труб. |
| РЕМОНТ  НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ | – | комплекс операций по восстановлению работоспособности и ресурса насосно-компрессорных труб. |
| СУПЕРВАЙЗИНГ | – | надзор и контроль за качеством выполняемых работ, сроком их выполнения, качества применяемых материалов, соблюдением Подрядной организацией норм, правил охраны труда, окружающей среды, промышленной и пожарной безопасности. |
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ | – | самостоятельное структурное подразделение, ответственное за соблюдение технологии добычи нефти и эксплуатацию нефтяного оборудования. |
| СЛУЖБА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ | – | самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное за поддержание пластового давления. |
| СЛУЖБА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ | – | самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное за добычу нефти и газа, обеспечение инфраструктуры и учет электро-погружного оборудования. |
| СЛУЖБА ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА РЕМОНТА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ | – | самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное за контроль качества ремонта и эксплуатации оборудования для механизированной добычи. |
| СЛУЖБА ПО ТЕКУЩЕМУ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН ТКРС ОБЩЕСТВА ГРУППЫ | – | самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное законтроль выполнения текущего и капитального ремонта и освоения скважин |
| КОМИССИЯ ДНЯ КАЧЕСТВА | – | постоянно действующий координационный орган Общества Группы, создаваемый в целях всестороннего расследования причин преждевременных отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин. |
| КОМИССИЯ ПО ВЫБЫТИЮ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ | – | координационный орган Общества Группы, создаваемый с целью контроля и выбытия основных средств. |
| КОМИССИЯ ПО ВЫБЫТИЮ ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫХ ЦЕННОСТЕЙ | – | координационный орган Общества Группы, создаваемый с целью контроля по выбытию товарно-материальных ценностей. |
| СЛУЖБА МАТЕРИАЛЬНО ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ | – | самостоятельное структурное подразделение Общества Группы (или работник), отвечающее за [группу взаимосвязанных бизнес-процессов, направленных на обеспечение потребности в материально-технических ресурсах в заявленный срок, требуемого качества и по оптимальной цене](javascript:func_view_card(570)). |

* 1. **СОКРАЩЕНИЯ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АСПО | – | асфальто-смолопарафиновые отложения. |
| вик | – | визуально-инструментальный контроль. |
| ГЖС | – | газожидкостная смесь. |
| ГНО | – | глубинно-насосное оборудование. |
| ДК | – | день качества. |
| ДНГ | – | добыча нефти и газа. |
| ИЛ/ИЦ | – | Испытательная лаборатория/Испытательный центр. |
| КВЧ | – | количество взвешенных частиц. |
| криэо | – | контроль качества ремонта и эксплуатации оборудования. |
| КРС | – | капитальный ремонт скважин. |
| КСИ | – | коррозионностойкое исполнение. |
| КВОС | – | Комиссия по выбытию основных средств. |
| КВТМЦ | – | Комиссия по выбытию товарно-материальных ценностей. |
| ЛИ | – | лабораторные испытания. |
| ЛКМ | – | Лакокрасочные материалы. |
| МОЛ | – | Материально ответственное лицо. |
| МОП | – | межочистной период. |
| МТО | – | материально техническое обеспечение. |
| НКБ | – | безмуфтовая насосно-компрессорная труба. |
| НКМ | – | насосно-компрессорная труба с высокогерметичным резьбовым соединением. |
| НКТ КСИ | – | насосно-компрессорная труба в коррозионностойком исполнении. |
| НКТ | – | насосно-компрессорная труба. |
| НКТВ | – | насосно-компрессорная труба с высаженными наружу концами. |
| НКТН | – | гладкая насосно-компрессорная труба. |
| НКТП | – | насосно-компрессорная труба с различным типом покрытия. |
| НСИ | – | нормативно-справочная информация. |
| ОПИ | – | опытно-промышленные испытания. |
| ОТК | – | отдел технического контроля. |
| ОФ | – | осложняющие факторы. |
| ПАВ | – | поверхностно-активные вещества. |
| ПДК | – | постоянно действующая комиссия. |
| ППД | – | поддержание пластового давления. |
| ПТО | – | производственно-технологический отдел. |
| ПЭД | – | погружной электродвигатель. |
| СКО | – | соляно-кислотная обработка. |
| СПО | – | спуско-подъёмные операции. |
| ТИП | – | трубная инструментальная площадка. |
| ТТН | – | товарно-транспортная накладная. |
| ТЭО | – | технико-экономическая оценка. |
| ТКРС | – | текущий (капитальный) ремонт скважин. |
| УЭЦН | – | установка электроцентробежного насоса. |
| ФХЛИ | – | физико-химические лабораторные исследования. |
| ЦПП | – | цех подготовки производства. |
| ЦДНГ | – | цех добычи нефти и газа. |
| ЦППД | – | цех поддержания пластового давления. |
| ЭП | – | эксплуатационная подвеска. |
| ЭТК | – | элементы трубных колонн. |

2. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА
3. В выполнении процедур, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

* главный инженер ОГ;
* Служба ДНГ ОГ;
* Служба ППД ОГ;
* Служба по КРиЭО ОГ;
* Служба МТО ОГ;
* Служба ТКРС ОГ;
* Технологическая служба ОГ;
* Комиссия ДК;
* КВОС;
* КВТМЦ;
* ИЛ/ИЦ.

1. **ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ   
   НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, МУФТ, ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН**

Главный инженер ОГ является ответственным за применение НКТ, муфт и ЭТК. В процессе организации применения НКТ, муфт и ЭТК участвуют:

* Служба ДНГ ОГ, которая является ответственной в части предоставления исходных данных для подбора НКТ;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной в части предоставления исходных данных для подбора НК;
* Служба по КРиЭО ОГ, которая является ответственной в части контроля порядка допуска технологии защиты НКТ;
* Служба ТКРС ОГ, которая является ответственной за соблюдение исполнения технических требований к резьбовым смазкам, НКТ, технологическим и подгоночным патрубкам;
* Технологическая служба ОГ, которая является ответственной за соблюдение исполнения технических требований НКТ.
  1. **ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К   
     НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМ ТРУБАМ, МУФТАМ, ЭЛЕМЕНТАМ ТРУБНЫХ КОЛОНН**
     1. Поставляемые НКТ, муфты должны соответствовать:
* Приложению 15 Единых технических требований Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти»;
* Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» в части технических характеристик и сортаменту НКТ, приведенных в таблице С.2;
* пункт 8.13 Межгосударственного стандарта ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» и пункт 18 Приложения 15 Единых технических требований Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» в части качества поверхностей НКТ и муфт;
* таблице С.5 Межгосударственного стандарта ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» в части механических характеристик НКТ.
  + 1. Поставляемые НКТ и муфты с различным типом покрытия от влияния ОФ должны соответствовать:
* Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» в части изготовления;
* разделу 2 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы   
  насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» в части параметров и размеров резьбовых соединений, формам и размерам профилям резьбы;
* Национальному стандарту ГОСТ Р 58346-2019 «Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности. Общие технические требования» и пункт 2 Таблицы 4 Приложения 1, в части нанесенного покрытия, при этом тип покрытия трубы, муфты и ЭТК не должны отличаться. Формы и материалы, указанные в Таблице 4 размещены на ИР «НО».
  + 1. Размеры и масса НКТ и муфт к ним должны соответствовать требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и   
       насосно-компрессорных труб. Руководящие указания».
    2. Трубы и муфты новых НКТ с различным типом соединений, а также с различным типом покрытия, должны изготавливаться из одной и той же группы прочности из указанных в Межгосударственном стандарте ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» таблица С2. При проведении ремонта НКТ допускается применение муфт на 1 группу прочности выше при отсутствии ОФ по содержанию сероводорода H2S.
    3. Трубы гладкие и муфты к ним и трубы гладкие высокогерметичные и муфты к ним группы прочности «К72» и выше, трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним и трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами всех групп прочности, а также трубы, предназначенные для последующего нанесения защитного покрытия, должны быть подвергнуты термической и термомеханической обработке. Термическая обработка не должна нарушать требования Межгосударственного стандарта ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» отраженные в таблице С.3.
    4. Резьбы и уплотнительные конические расточки муфт должны быть оцинкованы или фосфатированы.
    5. По требованию заказчика трубы, муфты, ЭТК могут быть изготовлены с защитными покрытиями внутренней поверхности, предотвращающими отложения АСПО и потерю металла в процессе эксплуатации при влиянии ОФ.

Заказчиком является ОГ, осуществляющее заказ услуг по прокату, ремонту и обслуживанию внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин.

* + 1. Упаковка, транспортирование и хранение НКТ, муфт должны соответствовать Межгосударственному стандарту ГОСТ 10692-2015 «Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение». Маркировка труб, муфт установлена в Приложении 15 Единых технических требований Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».
    2. Резьбовые соединения труб, муфт, ЭТК должны быть защищены от повреждений предохранительными деталями (элемент (колпак, кольцо, вставка, ниппель), служащий для защиты резьбы и уплотнений при хранении, транспортировании и погрузочно-разгрузочных работах НКТ). Предохранительные детали должны полностью закрывать резьбу труб, муфт, ЭТК. Конструкция предохранительных деталей должна исключать их самопроизвольное отвинчивание и загрязнение внутренней поверхности НКТ 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.

Для резьбовых соединений целесообразно применять смазки, удовлетворяющие требованиям и характеристикам, указанным в Межгосударственном стандарте ГОСТ ISO 13678 «Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок», перечень резьбоуплотнительных смазок указан в пункте 8 Таблицы 4. Выбор конкретной смазки осуществляется с учётом возможности применения аналогов, выпускаемых различными производителями.

* + 1. Все трубы кроме труб типа НКБ, снабжаются муфтами (трубное изделие, представляющее собой цилиндрический отрезок с внутренними резьбами для соединения двух труб с резьбовыми концами, обеспечивающее прочность и герметичность соединения, защиту его от наличия потери металла), навинченными на один из концов трубы, которые должны быть довернуты необходимыми моментами свинчивания соответствующим группе прочности НКТ и муфт и в соответствии с пунктом 7 Таблицы 4. Перед свинчиванием труб с муфтами на предприятии – изготовителя резьбу покрывают смазкой для обеспечения герметичности резьбового соединения и предохранения от задиров и потери металла.

На основании дополнительно указанных требований в договоре на поставку трубной продукции и с учетом региона доставки, в целях предохранения от коррозии наружную поверхность трубы и муфты покрывают защитными консервационными покрытиями или окрашивают.

* 1. **ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗЬБОВЫМ СМАЗКАМ**
     1. При свинчивании различных соединений необходимо применять сертифицированную резьбоуплотнительную смазку в соответствии с условиями эксплуатации НКТ. Смазки для соединений должны выдерживать большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, обеспечивать антикоррозионную защиту и герметичность резьбового соединения на период хранения и эксплуатации.
     2. Требования, предъявляемые к эксплуатационным характеристикам резьбоуплотнительных смазок:
* фрикционные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;
* герметизирующие свойства резьбового соединения;
* физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;
* удобство и равномерность нанесения на контактные поверхности в эксплуатируемых условиях (окружающей среде).
  + 1. На месте производства работ по нанесению смазки должна находиться резьбоуплотнительная смазка одного типа, изготовленная по одному документу (техническим условиям) в оригинальной таре состояния поставки, снабженной этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления. Применяемая смазка должна быть однородной, не содержать посторонних твердых включений (камней, песка, комков высохшей грязи, мелкой стружки и т.д., воды, снега, не иметь признаков разбавления).
    2. Расходная тара с резьбоуплотнительной смазкой должна быть плотно закрыта крышками для предохранения от загрязнения и попадания в смазку посторонних предметов.
    3. Резьбоуплотнительная смазка перед применением должна тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в   
       желудочно-кишечный тракт.
    4. При проведении ремонта и СПО с НКТ необходимо использовать специализированный инструмент – кисть с жестким полиэтиленовым ворсом, или деревянный шпатель (лопатка), предназначенная для равномерного нанесения резьбоуплотнительной смазки по всей площади резьбового соединения.
    5. Допускается применение автоматического специализированного оборудования и инструмента для нанесения равномерного слоя резьбоуплотнительной смазки на всю поверхность резьбового соединения.
    6. Рекомендуется применение резьбоуплотнительных смазок, удовлетворяющих требованиям и характеристикам, указанным в Межгосударственном стандарте ГОСТ ISO 13678 «Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок». Перечень резьбоуплотнительных смазок возможных к применению указан в пункте 8 Таблицы 4. Выбор конкретной смазки должен осуществляться с учётом возможности применения аналогов, выпускаемых различными производителями.
    7. Запрещается смешивание резьбоуплотнительных смазок разных типов и производителей. При эксплуатации требуется руководствоваться нормативными документами Заводов-изготовителей смазок.
  1. **ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**
     1. Предварительно, в процессе формирования подбора НКТ к эксплуатации, необходимо провести оценку целевого и потенциального фонда скважин на предмет:
* конструкции скважины;
* максимально возможной глубины спуска НКТ с учетом фонтанной и насосной эксплуатации;
* максимально возможного дебита продуктивных горизонтов;
* минимального диаметра эксплуатационной колонны в зоне возможного спуска НКТ;
* максимального азимута, зенитного угла наклона эксплуатационной колонны;
* глубины горизонтального ствола скважины.

Анализ динамических данных при формировании компоновки НКТ должен основываться на ежемесячном анализе при участии данных технологического режима работы скважин и проведенных ЛИ пластовых вод, а именно:

* максимального парциального давления;
* максимального газового фактора;
* физико-химических исследованиях пластовых вод;
* изменения объема добычи;
* наличие или отсутствие, или изменение объема агрессивных (осложняющих эксплуатацию) веществ-газов (СО2, Н2S);
* наличие или отсутствие, или изменение условий образования АСПО, эмульсии;
* наличие или отсутствие, или изменение КВЧ, изменение структуры КВЧ по твердости и образованию;
* максимально возможной температуры в зоне спуска НКТ.
  + 1. Подбор и расчет прочностных характеристик подвески НКТ в зависимости от глубины спуска, применяемой группы прочности производит Технологическая служба ОГ, при каждом ремонте скважины с безусловным использованием специализированных ИС «Подвески НКТ» и ИС «Мехфонд» модуль «ROS PUMP» (при его отсутствии в ОГ допускается использование аналогичных информационных систем) или РД 39-0147014-0002-89 и принципами энергоэффективного дизайна УЭЦН в соответствии с Технологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов». Данные по компоновке НКТ указываются в план-заказе на ремонт скважины по форме, установленной в ОГ.
  1. **ПОРЯДОК ДОПУСКА ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ К ПРИМЕНЕНИЮ. ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙЙ**

Допуск технологий защиты НКТ к применению, а также проведение ОПИ выполняются в порядке и последовательности указанной в блоке 2 п. 23 Таблицы 4.

* + 1. Применение НКТП в качестве защиты от негативного влияния ОФ, осуществляется при наличии:
* положительных ЛИ/ИЦ НКТП, в специализированной ИЛ/ИЦ, аккредитованной в Национальной системе аккредитации (НАО) РОСАККРЕДИТАЦИЯ в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ ISO/IEC 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий», имеющей соответствующую область аккредитации и реализованных в полном соответствии с программой ЛИ [Приложение 5](#ПРИЛОЖЕНИЯ);
* положительной экспертизы от ООО «РН-БашНИПИнефть» с выдачей утверждённого технического заключения [Приложение 3](#ПРИЛОЖЕНИЯ):
* о соответствии сопроводительной технической документации к НКТП от Поставщика;
* о качестве реализованных ЛИ НКТП согласно [Приложению 5](#ПРИЛОЖЕНИЯ);
* о принадлежности к типу покрытия НКТ и области возможного применения НКТП согласно пункту 2 Таблицы 4:
* об успешном прохождении стендовых испытаний (испытания объекта, проводимые на испытательном оборудовании) согласно методике по оценке НКТП противостоять отложению различных типов АСПО [Приложение 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ).

Для ОГ с ОФ любого типа АСПО, по факту содержания АСПО в нефти от 40% и более необходимо наличие положительного ОПИ НКТ с внутренним покрытием на конкретном месторождении. Испытания НКТП необходимо проводить в соответствии с типовой программой ОПИ [Приложение 2](#ПРИЛОЖЕНИЯ) на целевом фонде скважин месторождения, учитывая тип АСПО.

* + 1. Применение покрытий НКТ для предотвращения отложения АСПО на скважинах, осложненных данным ОФ, возможно при наличии ЛИ. Допустимые к применению покрытия НКТ в рамках конкретной группы месторождений (месторождения схожие по основным параметрам классификации объектов разработки и их диапазонам), определенной исходя из качественного и количественного состава нефти, склонности к отложению типа АСПО по фактическому содержанию: парафинов, смол, асфальтенов и пластовой температуры, представлены в [Приложении 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ).
    2. Для допуска к применению покрытий НКТ в отличных от указанных в Таблице 4 [Приложения 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ) группах месторождений, либо применение новых покрытий необходимо выполнить проведение стендовых испытаний для оценки способности свойств внутренних покрытий НКТ предотвращать осаждение АСПО в соответствии с [Приложением 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ).
    3. Результаты стендовых испытаний покрытия распространяются на все скважины группы месторождений Компании, нефть которой использована для проведения стендовых испытаний. При положительном результате стендовых испытаний выдается заключение ООО «РН-БашНИПИнефть» о согласовании применения испытанного типа покрытия НКТП в рамках соответствующей группы месторождений. При отрицательном результате испытания покрытия НКТП, выдается заключение о запрете на промышленное применение данных покрытий НКТП в рамках соответствующей группы месторождений.

Для групп месторождений с фактическим содержанием АСПО в нефти более 40% результаты стендовых испытаний не распространяются, требуется проведение ОПИ [Приложение 2](#ПРИЛОЖЕНИЯ).

* 1. **ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И СОРТАМЕНТ ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (ПОДВЕСНЫХ) И ПОДГОНОЧНЫХ**
     1. ***ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ***
        1. Переводники всех исполнений и типов должны соответствовать требованиям, указанным в Межгосударственном стандарте ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания» и в соответствии с п. 4.5.2 настоящих Типовых требований.
        2. 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 Межгосударственным стандартом ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания», используемого при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
        3. Переводники различаются по типу соединений и исполнений:
* переводники стандартного исполнения по Межгосударственному стандарту ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия», Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания»;
* переводники в КСИ;
* переводники с внутренним защитным покрытием;
* П – переводники с резьбой треугольного профиля для соединения НКТН и НКТВ;
* ПГ – переводники с трапецеидальной резьбой для соединения гладких высокогерметичных НКТ;
* ПБ – переводники дляНКБ.

*Примечание: Размеры резьбы* НКТ *и переводников выбираются по Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» для* НКТ *– по условному диаметру и типу, для переводников – по его условному обозначению.*

Переводники типа П изготавливаются в следующих исполнениях:

* с соотношением средних диаметров резьбы в основной плоскости муфты и ниппеля более 1(Межгосударственный стандарт ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия»);
* с соотношением средних диаметров резьбы в основной плоскости муфты и ниппеля 0,6-0,7 (Межгосударственный стандарт ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия»);
* с соотношением средних диаметров резьбы в основной плоскости муфты и ниппеля 0,8-1,0 (Межгосударственный стандарт ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия»).
  + - 1. Переводники типа ПБ – для соединения НКБ изготавливаются по следующим параметрам указанных в Межгосударственном стандарте ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия».
    1. ***ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕВОДНИКАМ***
       1. Переводники для подвесок НКТ должны быть соответствующих марок сталей, обеспечивающих механические свойства в соответствии с группой прочности материала спускаемых НКТ по Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» таблица С.5, API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания»:
* для подвески, состоящей из НКТ стандартного исполнения, допускается применение ЭТК стандартного исполнения с механическими свойствами на 1 (одну) группу прочности выше материала труб.

не допускается применение в скважинах с наличием ОФ H2S ЭТК, выше группы прочности подвески НКТ:

* для подвесок из НКТ в КСИ обязательное применение ЭТК в КСИ из аналогичного материала, что и НКТ;
* для подвесок, состоящих из НКТП обязательное применение ЭТК с внутренним покрытием, соответствующим или выше типу покрытия НКТ или ЭТК в КСИ в обоснованных случаях.

Не допускается применение соляной кислоты в скважинах, оборудованных НКТ и ЭТК в КСИ с содержанием Cr более 5% включительно.

* + - 1. На наружной и внутренней поверхностях переводников всех видов исполнений и типов не должно быть трещин, плен, раковин, закатов, рванин, подрезов, расслоений, вмятин с острым дном, а также видимых нарушений целостности защитных покрытий всех типов. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускается.
      2. Переводники всех видов исполнений при нанесении внутреннего защитного покрытия, должны соответствовать требованиям указанных в п. 5 Таблицы 4.
      3. Размерами профиля резьбы переводников должны выполняться в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания».
      4. Оси резьбы обоих концов переводника должны быть соосны. Отклонение от соосности не должно превышать 0,75 мм в плоскости торца.
      5. Предельные отклонения размеров переводников должны соответствовать размерам, указанным в Межгосударственном стандарте ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия».
    1. ***МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПЫТАНИЙ ПЕРЕВОДНИКОВ***
       1. Служба по КРиЭО проверяет:
* конструктивные размеры переводников всех видов исполнений и типов с помощью универсальных мерительных инструментов, шаблонов и калибров.
* механические свойства материалов, переводников всех видов исполнений и типов по Межгосударственному стандарту ГОСТ 10006-80 (ISO 6892-84) «Трубы металлические. Метод испытания на растяжение».
  + - 1. Параметры и размеры резьбовых соединений, форму и размеры профиля резьбы переводников всех видов исполнений и типов проверяется в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания». Соосность резьбы концов переводника контролируют следующим способом:
* переводник одним концом свинчивают с точно нарезанной и центрированной в приспособлении или в патроне токарного станка оправкой;
* на второй конец переводника навинчиваются другая оправка, имеющая проточенную цилиндрическую поверхность длиной не менее 250 мм;
* вращая переводник, измеряют биение у торца переводника и у конца оправки индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм.

Отклонение от соосности допускается в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия».

* + 1. ***УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, МАРКИРОВКА ПЕРЕВОДНИКОВ***
       1. На каждом переводнике должны быть нанесены:
* товарный знак Завода-изготовителя;
* обозначение типоразмера переводника;
* группа прочности переводника;
* порядковый заводской номер;
* дата выпуска (месяц, год);
* при изготовлении переводника в КСИ из коррозионностойкого материала (тип исполнения трубы с содержанием в стали хрома 9-13%), дополнительно маркируется процентное содержание хрома.
  + - 1. После нанесения внутреннего защитного покрытия на переводник согласно п. 2 Таблицы 4 должно быть отражено клеймение с указанием типа нанесенного покрытия.
      2. Буквы и цифры маркировки должны быть нанесены четко, по Межгосударственному стандарту ГОСТ 26.008-85 «Шрифты для надписей, наносимых методом гравирования. Исполнительные размеры». Размер шрифта 6ПРЗ или 8ПРЗ.
      3. Резьбы переводников должны быть предохранены от коррозии в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 9.014-78 «Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования», для изделия группы II, а от механических повреждений при транспортировании и хранении предохранительными кольцами и ниппелями, используемыми для предохранения резьбовых элементов НКТ (раздел 5 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия»).
      4. Переводники, отправляемые в районы Крайнего Севера и труднодоступные районы страны, должны быть упакованы по Межгосударственному стандарту ГОСТ 15846-2002 «Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».
      5. Каждый переводник всех видов исполнений и типов должен сопровождаться документом – паспортом, удостоверяющим соответствие требованиям нормативной документации.

В документе должно быть указано:

* наименование Завода-изготовителя или товарный знак;
* наименование и назначение переводника;
* обозначение типоразмера переводника;
* группа прочности;
* марку стали;
* процентное содержание хрома (при поставке или изготовлении в КСИ);
* указание о наличии наружного покрытия (фосфатирование, оцинкование, отсутствие покрытия и т.д.);
* указание о наличии внутреннего защитного покрытия (в соответствии с   
  п. 2 Таблицы 4) при поставке переводника с покрытием;
* дата выпуска;
* количество переводников в партии;
* расшифровка маркировки на переводнике;
* наименование нормативной документации по изготовлению переводника;
* протокол результатов обязательных испытаний (установленных соответствующим техническим требованиям, которые Завод-изготовитель обязан провести без дополнительных указаний Заказчик) контрольного образца партии прикладываются отдельным документом в соответствии с п. 8.3 Межгосударственного стандарта ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия»;
* 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 (при поставке с покрытием);
* протокол испытания образца заготовки;
* протокол (заключение) ЛИ на внутреннее защитное покрытие;
* гарантийные обязательства и срок эксплуатации;
* результаты проведения гидравлического испытания переводника давлением согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» по наименьшему сечению диаметра тела и резьбовым частям переводника;
* отметка ОТК Завода-изготовителя;
* таблица для внесения информации об эксплуатации переводника;
* общий чертеж переводника с указанием общих размеров и мест маркировки.
  + - 1. Пример условного обозначения переводника условным диаметром 73 мм на муфтовом конце и 60 мм на ниппельном конце из стали группы прочности Е с содержанием хрома 9%:

*Переводник «П73х60-Е-№35-02.20-9%»*

То же, с высаженными наружу концами группы прочности Л:

*Переводник «ПВ73х60-Л-№06-02.20»*

То же, типа Г, с содержанием хрома 13%:

*Переводник «ПГ73х60-Л-№15-02.20-13%»*

То же, типа Б:

*Переводник «ПБ73х60-Л-№127-02.20»*

* + 1. ***ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ (ПОДВЕСНЫМ) И ПОДГОНОЧНЫМ ПАТРУБКАМ***

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 НКМ.

Конструкция патрубка:

* концы – ниппельные, на обоих концах;
* длина патрубка – 300, 500 мм.
  + - 1. Патрубок подгоночный предназначен для проведения операций по подгонке пакеров и другого оборудования с целью формирования необходимой длины компоновки колонны НКТ.

Патрубок должен состоять из двух деталей: патрубка и муфты, свинченных между собой, которые должны быть довернуты необходимыми моментами свинчивания, соответствующим группе прочности патрубка и муфт, и прошедшими в сборе гидравлическое испытание.

Длина патрубка определяется расстоянием от торца муфты до конца сбега резьбы патрубка.

Допускаемое отклонение длины патрубка составляет L+5÷-10 %.

Конструкция патрубка:

* длина патрубка – 500, 800, 1000, 1500, 2000 мм;
* резьба на одном конце – ниппельная, на другом – муфтовая.
  + - 1. Патрубки могут изготавливаться различных типов соединений и исполнений:
* патрубки стандартного исполнения по Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания»;
* патрубки в КСИ;
* патрубки с внутренним защитным покрытием.
  + - 1. На внутреннюю поверхность патрубков и резьбовые части, нанесение внутреннего защитного покрытия выполняется в соответствии с требованиями п. 2 Таблицы 4.
      2. Патрубки для подвесок НКТ должны быть соответствующих марок сталей, обеспечивающих механические свойства в соответствии с группами прочности материала труб по Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» таблица С5, API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания».
* для подвесок, состоящей из НКТ стандартного исполнения допускается применение ЭТК стандартного исполнения с механическими свойствами на 1 (одну) группу прочности выше материала НКТ.

Не допускается применение в скважинах с наличием ОФ (H2S и CO2) ЭТК, выше группы прочности подвески НКТ:

* для подвесок из НКТ в КСИ обязательное применение патрубков КСИ из аналогичного материала, что и НКТ;
* для подвесок, состоящих из НКТП обязательное применение патрубков внутренним покрытием, соответствующим типу покрытия НКТ.

Не допускаетсяприменение соляной кислоты в скважинах, оборудованных НКТ и патрубков КСИ.

* + - 1. Все патрубки должны пройти контроль опрессовкой, в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», Межгосударственного стандарта ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия».
      2. Трубная заготовка для изготовления патрубков должна пройти контроль неразрушающими методами. Чувствительность установки дефектоскопии должна быть достаточной для выявления в теле заготовки дефектов типа нарушений сплошности металла. Выявляться должны как продольные, так и поперечные дефекты (дефект – каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям нормативно-технической документации). Контролю подлежит 100% поверхности тела заготовки. Неконтролируемые участки тела заготовки, не прошедшие контроль, не подлежат для изготовления патрубков.
      3. Все стандартные патрубки и переводники (по наименьшему внутреннему диаметру) должны быть прошаблонированы цилиндрической оправкой длиной 1250 мм, в соответствии с требованиями, указанными в п. 3 Таблицы 4.
      4. После нанесения внутреннего защитного покрытия на переводники всех исполнений (по наименьшему диаметру), и патрубки всех исполнений должны быть прошаблонированы специальной цилиндрической оправкой, исключающей повреждение внутреннего покрытия длиной 1250 мм, в соответствии с требованиями, указанными в п. 3 Таблицы 4.
    1. ***УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, МАРКИРОВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (ПОДВЕСНЫХ) И ПОДГОНОЧНЫХ ПАТРУБКОВ***
       1. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение должны соответствовать Межгосударственному стандарту ГОСТ 10692-2015 «Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» со следующими изменениями:

На теле патрубка должна быть нанесена чёткая, устойчивая ударная маркировка со следующим содержанием:

* наименование или товарный знак Завода-изготовителя;
* условный размер патрубка в мм;
* толщина стенки патрубка в мм;
* длина патрубка в мм;
* группа прочности;
* заводской номер патрубка;
* месяц и год выпуска;
* при изготовлении патрубка в КСИ из коррозионностойкого материала с содержанием хрома, дополнительно маркируется процентное содержание хрома.
  + - 1. После нанесения внутреннего защитного покрытия на патрубок, согласно п. 2 Таблицы 4 в месте для основного клеймения, должно быть отражено дополнительное клеймение с указанием типа нанесенного покрытия.
      2. Буквы и цифры маркировки должны быть нанесены четко, шрифтом ПО-6 по Государственному стандарту ГОСТ 2930-62\* «Приборы измерительные. Шрифты и знаки».

Все знаки маркировки должны быть нанесены по наружной поверхности вдоль патрубка параллельно его оси. Маркировочные символы должны быть глубиной не менее 0,25мм и не более 0,4мм.

* + - 1. Резьба патрубков должна быть гладкой, без заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих её непрерывность, прочность, герметичность соединения. На поверхности резьбы не допускается дробление (волнистая поверхность). Профиль резьбы должен быть полным.
      2. Резьба, упорные торцы должны быть защищены от повреждения специальными предохранительными кольцами. Конструкция колец должна обеспечивать возможность отвинчивания их стандартным инструментом. Все кольца должны выступать за края торцов не менее чем на 10 мм. При навинчивании колец резьба, упорные торцы должны быть покрыты резьбоуплотнительной смазкой.
      3. Гидравлическое испытание патрубков всех типов и исполнений после изготовления производится согласно их назначению: подвесной (технологический) патрубок – без муфты; подгоночные с муфтами, довернутой необходимым моментом свинчивания, соответствующим группе прочности патрубка и муфты. Результат отражается в паспорте.
      4. Каждый патрубок всех видов исполнений и типов должен сопровождаться документом – паспортом, удостоверяющим соответствие их требованиям нормативной документации. Отсутствие паспорта не допускается.

В документе должно быть указано:

* наименование Завода-изготовителя или товарный знак;
* наименование и назначение патрубка;
* обозначение типоразмера патрубка;
* группа прочности;
* марка стали;
* процентное содержание хрома (при поставке или изготовлении в КСИ);
* указание о наличии наружного покрытия (фосфатирование, оцинкование, отсутствие покрытия и т.д.);
* указание о наличии внутреннего защитного покрытия в соответствии с п. 2 Таблицы 4 (при поставке с внутренним защитным покрытием);
* дата выпуска;
* количество патрубков в партии;
* расшифровка маркировки на патрубке;
* наименование нормативной документации по изготовлению патрубка;
* сертификат качества на трубную заготовку для изготовления патрубка;
* сертификат качества на внутреннее защитное покрытие (при поставке с покрытием);
* сертификат соответствия патрубка;
* указание в документе о результате проверок и испытаний (указанные документы являются приложением к каждой отдельной поставленной партии патрубков, прикладываются оригинальные документы);
* протокол ЛИ/ИЦ образца от одной партии трубных заготовок на физико-химические свойства материала;
* протокол (заключение) ЛИ на внутреннее защитное покрытие (при поставке с покрытием);
* гарантийные обязательства и срок эксплуатации патрубка;
* результат проведения гидравлического испытания патрубка давлением согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы   
  насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия»;
* отметка ОТК Завода-изготовителя;
* таблица для отметок об эксплуатации патрубка;
* общий чертеж патрубка с указанием общих размеров и мест маркировки;
* тип резьбоуплотнительной смазки в резьбовом соединении.
  + - 1. Пример условного обозначения трубной продукции:

*ПАТРУБОК ПОДВЕСНОЙ «Д» 60 мм.*

Пояснения: тип патрубка гладкий, треугольного профиля, группа прочности соответствует «Д».

*ПАТРУБОК ПОДВЕСНОЙ «N80» В-73 мм.*

Пояснения: тип патрубка высаженный, резьба треугольного профиля, группа прочности соответствует «N80».

*ПАТРУБОК ПОДВЕСНОЙ «Д» Г - 89 мм.*

Пояснения: тип патрубка гладкий, резьба трапецеидального профиля, группа прочности соответствует «Д».

*ПАТРУБОК ПОДГОНОЧНЫЙ 73 х5,5 «Д» (500, 800, 1000,1500, 2000)*

Пояснения: тип патрубка: группа, условный диаметр 73 мм, патрубок гладкий, резьба треугольного профиля, группа прочности соответствует «Д», длина, мм.

* + - 1. Примеры клеймения патрубков всех типов:

*73 – 5,51 – № 36 – L80 – 500 - (наименование или товарный знак Завода-изготовителя) – 9%.*

*73 - 5,5 - № 025 – Е – 500 - (наименование или товарный знак Завода-изготовителя).*

1. **ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ**

Служба по КРиЭО ОГ является ответственной за входной контроль НКТ, муфт НКТ и ЭТК. В процессе входного контроля НКТ, муфт НКТ и ЭТК участвуют:

* Служба ДНГ ОГ, которая является ответственной в части порядка приемки и хранения НКТ и ЭТК для скважин добывающего фонда;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной в части порядка приемки и хранения НКТ и ЭТК для скважин ППД;
  1. **МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ**

Входной контроль, методы контроля, порядок приемки НКТ и ЭТК с различным типом исполнения выполнены в порядке и последовательности, указанными в блоке 3 п. 23 Таблицы 4.

* + 1. Трубы стандартного исполнения, а также НКТП и НКТ в КСИ должны проходить входной контроль партиями не менее 1% от объема поставки из партии и каждой плавки (металл, полученный за единый технологический цикл при циклическом процессе выплавки) на базах Службы МТО ОГ и ТИП, ремонтное предприятие, где осуществляется хранение вновь поступившей продукции.
    2. Партия должна состоять из НКТ одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности, 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, указанным в   
       п. 5.3.1.3 настоящих Типовых требований.
    3. Шаг резьбы, углы наклона сторон профиля, конусность по среднему диаметру резьбы НКТН и НКТВ и муфт к ним, конусность по внутреннему диаметру резьбы НКМ и ниппельных концов НКБ и по наружному диаметру резьбы муфт НКМ и раструбных концов НКБ, высота профиля, перпендикулярность и плоскостность упорных поверхностей, соосность резьбы и уплотнительных конических поверхностей соединений труб, муфт НКМ и НКБ, ширина упорного уступа Г в НКБ должны проверяться периодически в объемах и сроках, согласованных Заводом-изготовителем с заказчиком.
    4. Проверке соосности резьбы муфт различных типов НКТ должно быть подвергнуто не менее 1 % муфт от каждой партии, поставляемой отдельно.
    5. Проверке качества сопряжения торца НКМ и упорного уступа муфты подвергают каждое соединение партии.
    6. При необходимости проводится контрольная проверка массовой доли серы и фосфора, механических свойств металла (предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, испытание на ударный изгиб), на сплющивание – для проверки отбирается по одной НКТ каждого размера от каждой плавки в соответствии Межгосударственным стандартом ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия». Для НКТ, изготовляемых из металла заготовки другого предприятия, массовая доля серы и фосфора должна удостоверяться документом о качестве предприятия-изготовителя металла заготовки.

Результаты повторных испытаний распространяются на всю партию.

По результату входного контроля составляется акт входного контроля в соответствии с формой п. 20 Таблицы 4.

В рамках поставки не допускается замена наименования и типа покрытия на НКТ отличной от ранее законтрактованной продукции по действующему договору.

* + 1. ЭТК всех видов, типов и исполнений направляются для проведения входного контроля в объеме 100% от объема поставки из партии на складе предприятия оказывающего услуги по хранению вновь поступившей продукции, а также ТИП (площадка,предназначенная для складирования, хранения НКТ, производство работ по сортировке и формирования подвесок НКТ) и ремонтное предприятие.
    2. Партия ЭТК должна состоять из ЭТК одного типоразмера, одной группы прочности, единого типа покрытия при поставке ЭТК с покрытием, одного типа резьбового соединения и сопровождаться единым документом (сертификатом качества) по установленным требованиям. Все поставляемые ЭТК должны сопровождаться сопроводительными документами согласно п. 4.5.6.7 настоящих Типовых требований.
    3. При входном контроле ЭТК проверяется на соответствие требованиям по их изготовлению, указанным в п. 4.5.1-4.5.6 настоящих Типовых требований. По результату проверки составляется акт входного контроля в соответствии с формой п. 20 Таблицы 4.
    4. Проверка соосности ЭТК выполняется в 10% объеме от поставленной партии ЭТК одного типа и исполнения.
    5. Проверяются все резьбовые соединения ЭТК гладкими и резьбовыми калибрами на соответствие резьбы требованиям раздела 2 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», API 5CT «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания».
    6. Выполняется 100% визуальная проверка на соответствие конструкторской документации по изготовлению ЭТК, и 10% инструментальная проверка габаритных размеров исполнения переводников всех типов, качество и корректность места нанесения маркировки.
    7. Выполняется проверка на наличие на переводниках защитного покрытия и его указания в сопроводительном документе – паспорте.
    8. Проверяется наличие на все партии переводников всех типов и исполнений дополнительного комплекта документов – приложений к паспортам, указанным в п. 4.5.6.7 настоящих Типовых требований (сертификата качества на заготовку для изготовления переводника, сертификата соответствия, протокола испытания 1 образца готового изделия от партии на физико-химические свойства).
    9. При проверке подгоночных патрубков всех типов и исполнений, выполняется визуальная проверка правильности и достаточности свинчивания патрубка и муфты. Проверяется указание в паспорте о проведенном гидравлической испытании патрубка в сборе с муфтой.
    10. При необходимости проводится контрольная проверка массовой доли серы и фосфора, механических свойств металла, на сплющивание – для проверки службой по контролю качества ремонта и эксплуатации оборудования для механизированной добычи, отбирается по одному ЭТК от каждой партии.
    11. Служба по КРиЭО ОГ должна запросить у Поставщика результаты испытаний одного переводника от поставляемой партии, на соответствие физико-химических свойств в лаборатории имеющей аккредитацию на данный вид деятельности, с предоставлением протокола испытаний в комплект документов по переводникам. В соответствии с разделом 9 Межгосударственного стандарта ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия».
    12. При положительном результате входного контроля ЭТК допускаются к эксплуатации.

При выявлении в партии ЭТК, не соответствующих указанным требованиям по исполнению или сопроводительной документации, эксплуатация проверяемой партии запрещается. Выполняется повторная 100% проверка всей партии ЭТК с присутствием представителя Поставщика ЭТК (Завода-изготовителя), работы проводятся в соответствии с Инструкцией о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству, утвержденной постановлением Госарбитража СССР от 15.06.1965 № П-6, и Инструкцией о порядке приемки продукции   
производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденной постановлением Госарбитража СССР от 25.04.1966 № П-7.

* 1. **ПРОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, МУФТ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН**
     1. Осмотр наружной поверхности и внутренней поверхности труб, покрытия труб, муфт и покрытие межниппельного пространства муфт (при поставке НКТП) производится визуально на складе предприятия, оказывающего услуги по хранению, а также ТИП и ремонтного предприятия.
     2. Глубина залегания выявленных дефектов на наружной поверхности НКТ должна проверяться надпиловкой или другим способом согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия».
     3. Проверка геометрических размеров и параметров труб и муфт должна осуществляться с помощью универсальных измерительных средств, шаблонов, калибров и т.д. обеспечивающих необходимую точность измерения.
     4. Внутренний диаметр НКТ и общая изогнутость НКТ должны проверяться по всей длине НКТ цилиндрической оправкой длиной 1250 мм и наружным диаметром, указанным в п. 3 Таблицы 4.
     5. Для проверки НКТ с внутренними защитными покрытиями применяется специальный шаблон – оправка материал которого должен исключать возможность разрушения покрытия, например, из полиуретана. Работы должны проводиться поверенным инструментом.
     6. Изогнутость на концевых участках НКТ определяется, исходя из величины стрелы прогиба, и вычисляется как частное от деления стрелы прогиба в мм на расстояние от места измерения до ближайшего конца НКТ в метрах. Работы должны проводиться поверенным инструментом.

При измерениях изогнутости НКТВ длина высаженной части в расчет не принимается.

* + 1. Конусность по наружному диаметру резьбы НКТ и ниппельных концов НКБ и по внутреннему диаметру резьбы муфт и раструбных концов НКБ, а также конусность уплотнительных конических поверхностей труб и муфт НКМ и НКБ, а также резьб труб и муфт, изготовленных по техническим условиям Завода-изготовителя должна проверяться гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.
    2. Проверка толщины стенки под резьбой (t) производится во впадине первой нитки, расположенной со стороны торца НКТ.
    3. Овальность резьбы муфт и раструбных концов НКБ должна проверяться неполной гладкой пробкой (лопаткой).

*Примечание: Например, при проверке овальности резьбы муфт и раструбных концов НКТ с условным диаметром 73 и 89 мм разность расстояния, в миллиметрах от торца пробки до торца муфты и раструбного конца при различных положениях пробки не должна превышать 0,13 мм\*1/2 tgφ.*

* + 1. Для проверки совпадения осей резьбы обоих концов муфт НКМ и для раструбной стороны НКБ, должны навинчиваться на нарезанный цилиндрический стержень, точно выверенный и центрированный в патроне токарного станка или специального приспособления. В свободный конец муфты должен ввинчиваться другой цилиндрический, чисто обработанный стержень длиной не менее 250 мм.

При вращении муфты, определяется биение (удвоенная величина отклонения от соосности) стержня у торца муфты и у конца стержня индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм. В соответствии с п. 4.10 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».

* + 1. Натяг резьбы ниппеля НКТН и НКТВ должен проверяться резьбовым калибром-кольцом. Натяг резьбы ниппеля НКТН с покрытием первых трех ниток для резьбы изготовленной в соответствии с разделом 2 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» должен проверяться резьбовым калибром кольцом с допустимым отклонением от Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» указанным Заводом-изготовителем покрытия.
    2. Натяг резьбы муфт к трубам гладкими высаженными наружу концами должен проверяться резьбовым калибром-пробкой.
    3. Натяг резьбы НКМ и ниппельных концов НКБ должен проверяться гладкими и резьбовыми калибрами-кольцами, а величина диаметра уплотнительного конического пояска - гладкими калибрами-кольцами.
    4. Натяг резьбы муфт, к трубам НКМ и раструбных концов НКБ должен проверяться гладкими и резьбовыми калибрами-пробками, а величина диаметра уплотнительной конической расточки и конической выточки - гладкими калибрами-пробками.
    5. При необходимости проводится испытание:
* на растяжение, которое должно проводиться по Межгосударственному стандарту ГОСТ 10006-80 (ISO 6892-84) «Трубы металлические. Метод испытания на растяжение» на коротких продольных образцах. Операция проводится в специализированной лаборатории.
* на сплющивание, которое должно проводиться по Межгосударственному стандарту ГОСТ 8695-2022 (ISO 8492:2013) «Трубы металлические. Метод испытания на сплющивание» 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. Контролю подвергается качество соединения муфт с трубами.
    2. Основными критериями для отбраковки НКТ на складах предприятия, оказывающего услуги по хранению, а также ТИП и ремонтного предприятия являются:
* отсутствие или несоответствие маркировки, номера трубы и плавки, толщины стенки и т.д. данным сертификата и фактическим замерам;
* отсутствие внутренней и наружной фасок по всей окружности на торцах трубы;
* наличие на резьбе подрезов, заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность, а также герметичность соединения;
* наличие отслоений цинкового покрытия у резьбы муфты;
* наличие плен, раковин, закатов, расслоений, трещин, глубоких вмятин на теле трубы и муфты, если они выводят толщину стенки за пределы максимальных отклонений;
* уменьшение толщины стенки после вырубки и зачистки мест дефектов тела трубы свыше 12,5% от номинальной;
* большая общая изогнутость НКТ и явно выраженная изогнутость концевых участков (более 1,0 мм на 1 м длины);
* недоворот муфты на величину большую, чем на один шаг резьбы;
* минимальная толщина стенки уплотнительного конического пояска для НКТ с трапецеидальной резьбой – 1,8 мм, кроме НКТ диаметром 60 и 73 мм (толщиной стенки 5,5 мм), для которых соответственно 1,2 и 1,5 мм;
* наличие на боковой наружной поверхности муфты явно выраженных рисок от зажимных устройств (муфтонаверточного станка, механических и гидравлических ключей) глубиной, превышающей 12,5% от толщины стенки муфты;
* отсутствие возможности удаления предохранительных деталей при использовании какого-либо ручного приспособления и легких постукиваний по телу трубы и муфте;
* толщина стенки под резьбой в плоскости торца для НКТ с треугольной резьбой должна быть не менее значения, рассчитанного согласно п. 3 Примечания таблицы 10 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».

Для НКТП дополнительно:

* наличие видимых дефектов покрытия в виде: вздутия, сколов, разрушения, отслоения;
* наличие невидимых дефектов, выявленных в результате проведенных ЛИ в виде: трещин, кратеров, пор, полостей;
* отсутствие покрытия или наличие видимых дефектов покрытия на межниппельном пространстве муфт при поставке НКТ с защитным покрытием межниппельной части муфт;
* отсутствие покрытия или наличие видимых дефектов покрытия на торцевых частях, внешней фаски и первых двух-трех витках резьбы свободного конца ниппельной части новых НКТ.
  + 1. Отсутствие результатов ЛИ покрытий на соответствие заявленным характеристикам согласно п. 2 Таблицы 4.
    2. Отбракованные НКТ необходимо складировать на стеллажи дефектных НКТ. Маркировка НКТ по видам дефекта приведена в Таблице 1 и указывается на бирке в соответствии с п. 17 Таблицы 4.

**Таблица 1**

**Маркировка НКТ по видам дефектов**

| **ВИД ДЕФЕКТА** | **МАРКИРОВКА** |
| --- | --- |
| **1** | **2** |
| Несоответствие геометрических параметров резьбы требованиям нормативных документов | ГР |
| Механические повреждения резьбы | МР |
| Минимальная толщина стенки под резьбой в плоскости торца трубы менее требуемой | МАТ |
| Несоответствие геометрических параметров резьбы муфты требованиям нормативных документов | ГМ |
| Механические повреждения резьбы муфты | ММ |
| Некачественная сборка трубы с муфтой | Б-С |
| Отсутствие маркировки | БА |
| Негерметичность соединении труба-муфта | НГ |
| Уменьшенная толщина стенки трубы | БТ |
| Дефекты тела трубы: |  |
| изогнутость | ПГ |
| вмятины | ПМ |
| наружные дефекты | НМ |
| сквозные дефекты | СМ |
| Порыв тела трубы при гидроиспытании | ГИ |
| Механические повреждения упорных уступов | УУ |

* 1. **ПОРЯДОК ПРИЕМКИ И ХРАНЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН**
     1. ***ПОРЯДОК ПРИЕМКИ***
        1. Поставляемые НКТ, муфты должны соответствовать Приложению 15 Единых технических требований Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».
        2. Трубы должны поставляться партиями. Партия должна состоять из НКТ одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности. Каждая поступающая партия НКТ должна быть снабжена сопроводительными документами, удостоверяющими соответствие их качества требованиям нормативных документов. В состав сопроводительных документов должны входить ТТН с указанием количества поставленных НКТ, копия сертификата качества на применяемую резьбоуплотнительную смазку и сертификат качества НКТ.
        3. Сертификат качества должен содержать следующую информацию:
* наименование Завода-изготовителя НКТ;
* номер заказа;
* информацию о грузоотправителе и грузополучателе;
* обозначение или товарный знак Завода-изготовителя;
* условный диаметр НКТ и толщину стенки в мм, длину НКТ в м, 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);
* наименование Завода-изготовителя муфты НКТ;
* группа прочности муфты;
* номер партии муфты;
* номер плавки для заготовки муфты;
* химический состав заготовки муфты;
* марка стали заготовки муфты;
* вид термической обработки муфты;
* механические свойства муфты;
* дополнительные обработки муфты (Термодиффузионным цинкованием, фосфатирование и т.д.);
* (допускается предоставление отдельного сертификата на муфты, установленные на НКТ);
* 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 кг;
* 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 Единых технических требований Компании   
  № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» и настоящих Типовых требований;
* диапазон номеров НКТ (от – до для каждой плавки);
* результатов испытаний;
* гарантийного срока эксплуатации;
* обозначение нормативного документа, по которому произведена продукция.

Для НКТП дополнительно:

* наименование фирмы – по нанесению покрытия;
* тип покрытия НКТ;
* наличие покрытия на торцах, внешней фаски и первых витках ниппеля НКТ, а также в межниппельном пространстве муфт. А именно внутреннее покрытие НКТ, муфт НКТ и ЭТК должно обеспечивать защиту внутренней поверхности НКТ, ЭТК, торцев ниппеля, до трех заходных витков резьбы ниппеля на длину L=7,50+/-2,54 мм, межниппельного пространства муфты НКТ и первых заходных витков резьбы муфты L=5,0+/-2,54 мм. от проточки – защитным покрытием. Внутреннее покрытие НКТВ, муфт НКТВ также должно обеспечивать защиту внутренней поверхности НКТ, ЭТК, торцев ниппеля, до трех заходных витков резьбы ниппеля на длину L=8,20+/-3,2 мм, межниппельного пространства муфты НКТ и первых заходных витков резьбы муфты L=6,4+/-3,2 мм, от проточки – защитным покрытием. Во внутренней полости после свинчивания муфты с НКТ(В) не должно остаться поверхностей без защитного покрытия контактирующих со средой;
* результаты ЛИ покрытий на соответствие заявленным характеристикам согласно п. 5 Таблицы 4;
* результаты прохождения стендовых испытаний НКТП согласно методике по оценке покрытий НКТ различных типов противостоять отложения различных типов АСПО согласно [Приложение 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ).

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.

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

Сертификат качества должен содержать НКТ только одного Завода-изготовителя, марки стали и модификации.

* + - 1. Служба МТО ОГ или Служба по КРиЭО ОГ запрашивает у Подрядчика сертификат качества в бумажном и электронном виде, а также реестр номеров НКТ с указанием их длин в электронном виде. Дополнительно по запросу к сертификату качества прилагается реестр номеров НКТ с указанием их длин, реестр номеров НКТ предоставляется только в электронном виде.
      2. Сертификаты качества, содержащие информацию отражённые в п. 5.3.1.3 должны быть внесены в ИС «Подвески НКТ» при проведении операций «Поступление НКТ», «Покрытие НКТ».
      3. НКТ должны поставляться в пакетах в соответствии с Едиными техническими требованиями Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» и Межгосударственным стандартом ГОСТ 10692-2015 «Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение». При увязке НКТ в пакеты, муфты должны быть сориентированы в одну сторону. Торцы муфт, упакованных в пачку НКТ не должны выступать более чем на длину муфт. Запрещается включение в пачку НКТ разных Заводов-изготовителей и (или) разных марок стали.
      4. Резьба, упорные торцы и уступы и уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений специальными предохранительными кольцами и ниппелями.
      5. 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: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности.

После поступления новых НКТ на ЦПП или ТИП, не позднее 1-х суток, производится занесение всей необходимой информации в ИС «Подвески НКТ». Занесение информации в ИС «Подвески НКТ» производится до направления НКТ на скважины в соответствии с требованиями, указанными в п. 19 Таблицы 4. Допускается внесение в ИС «Подвески НКТ» информации о поступлении НКТ со склада на ТИП (в соответствии с условиями договора), осуществляющей услуги по хранению НКТ на складе, с подтверждением операции «Поступление НКТ» со стороны ТИП, до направления НКТ на скважины.

* + - 1. При обнаружении несоответствия качества, комплектности, упаковки, маркировки поступившей продукции требованиям нормативных документов, договора либо данным, указанным в маркировке и сопроводительных документах, удостоверяющих качество продукции, Служба по КРиЭО ОГ, приостанавливает дальнейшую приемку продукции, составляет акт согласно Инструкции о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству, утверждённой постановлением Госарбитража СССР, от 15.06.1965 № П-6, и Инструкции о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утверждённой постановлением Госарбитража СССР, от 25.04.1966 № П-7, в котором указывает количество осмотренной продукции (НКТ, патрубков, переводников) и характер выявленных при приемке дефектов, вызывает представителя Поставщика. Заказчик обязан обеспечить хранение продукции ненадлежащего качества или некомплектной продукции в условиях, предотвращающих ухудшение ее качества или смешение с другой однородной продукцией.
    1. ***ТРЕБОВАНИЯ К СТЕЛЛАЖНОМУ ХОЗЯЙСТВУ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ   
       НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ***

Стеллажное хозяйство – это площадка, оснащенная специализированным оборудованием для хранения трубной продукции, в целях обеспечения хранения и исключение рисков повреждений.

* + - 1. Территория должна быть ограждена, иметь твердое покрытие, обеспечивающее сток воды от зданий и с открытых площадок и иметь достаточную площадь для установки стеллажного хозяйства, движения автотранспорта и персонала.
      2. Под стеллажами должна быть оборудована локальная промливневая автономная канализация или предусмотрены экологические поддоны для обеспечения сбора нефтесодержащих продуктов.
      3. Условия хранения по площадкам должны обеспечивать:
* рациональное размещение всех хранимых НКТ по стеллажам;
* количественную и качественную сохранность всех поступающих НКТ и ЭТК;
* использование погрузочно-разгрузочных механизмов и технологического транспорта;
* освещенность рабочих площадок в любое время суток;
* соблюдение противопожарной безопасности и безопасных условий труда.
  + - 1. На территории где осуществляется хранение, временное хранение НКТ должен быть назначен работник, распорядительным документом ОГ, ответственный за эксплуатацию всех стеллажей.
      2. На всех товарно-материальных ценностях пачках НКТ и партиях ЭТК должны быть бирки с указанием наименования, типоразмера, исполнения, марки, количества, даты поступления.
      3. На территории хранения НКТ, на видимом месте должен быть установлен информационный аншлаг-схема стеллажного хозяйства с указанием расположения стеллажей, их регистрационных номеров, направлений движения пешеходов и автотранспорта.
      4. При хранении НКТ должно быть обеспечено разделение стеллажей, групп стеллажей по состоянию НКТ:
* для эксплуатации (новые и отремонтированные);
* для ВИК (в ожидании ВИК, пригодные, ремонтопригодные);
* для отбракованных НКТ;
* списанные НКТ (лом, материалы, обрезки, стружка).
  + - 1. Для временного хранения НКТ на ремонтном предприятии допускается применение стационарных стеллажей или стоечной тары, состоящий из основания со стойками без замкнутых верхних связей, согласно Государственному стандарту ГОСТ 18338-73\* «Тара производственная и стеллажи. Термины и определения».
      2. Стеллажи должны эксплуатироваться в соответствии с инструкцией по эксплуатации, разработанной и утвержденной в организации, выполняющей хранение НКТ. Инструкция должна содержать требования по эксплуатации, предусмотренные   
         Заводом-изготовителем стеллажа, содержать периодичность и порядок проведения освидетельствований и испытаний стеллажей.
      3. Каждый стеллаж должен быть оборудован информационными табличками, установленными на видном месте. Таблички должны содержать:
* регистрационный номер;
* допустимую весовую нагрузку на стеллаж в целом и при разделении на секции, по каждой секции;
* даты проведенного освидетельствования и испытания.

Дополнительная информационная (сменная) табличка должна содержать следующие данные:

* состояние НКТ – новые, после эксплуатации в ожидании ВИК, пригодные к дальнейшей эксплуатации по результату ВИК; в ожидании направления в ремонт; отремонтированные; отбракованные; списанные;
* исполнение НКТ –НКТН; НКТВ; НКМ, НКБ, НКТ КСИ с различным содержанием в %; НКТ с внутренним покрытием (с указанием типа покрытия и марки покрытия);
* типоразмер НКТ – диаметр, номинальная толщина стенки, класс НКТ после ремонта, группа прочности.
  + - 1. Требования к стеллажам:
* рабочая (опорная) поверхность стеллажей должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания НКТ;
* стеллажи для хранения НКТ должны быть выполнены из несгораемого материала. Поверхность стеллажей должна быть загрунтована и окрашена;
* стеллажи должны быть установлены на твердое основание, исключающее их проседание в грунт;
* стеллажи должны иметь уклон по направлению трубы от муфты к ниппелю 3-5°;
* высота стеллажей должна быть не более 3 м, причем НКТ необходимо закреплять вертикальными стойками во избежание их раскатывания, нижний ряд НКТ на стеллажах должен располагаться на расстоянии не менее 0,35 м от земли;
* предельные высоты складирования возможны только при условии допустимых расчетных нагрузок на стеллажи;
* ширина прохода между рядами стеллажей должна быть не менее 1 м, между стеллажами в ряду должно быть от 1 м до 0,5 м;
* габариты приближения штабелей к железнодорожному пути должны быть не менее 2,25 м от рельса;
* конструкция стеллажей, усиления вертикальных стоек стеллажей в нижней части должна предусматривать защиту НКТ от деформации при максимальной загрузке (исключение прямого контакта НКТ с усилителями, контакт через деревянные вставки, резиновые подкладки и т.д.);
* максимальная нагрузка должна быть рассчитана в конструкторской документации в зависимости от типоразмера НКТ возможных для хранения и указана в паспорте.
  + - 1. Каждый стеллаж должен иметь паспорт с указанием следующего:
* с чертежом стеллажа и габаритными размерами;
* деталей стеллажа подлежащих периодической замене (деревянные прокладки в конструкции стеллажа, обрезиненные прокладки и т.д.);
* условий объема осмотра и ремонта стеллажа в соответствии с паспортом;
* максимально допустимой весовой нагрузки для всего стеллажа в целом, если стеллаж выполнен с разделением на секции, то допустимая нагрузка на секции, в зависимости от типоразмера хранимой НКТ;
* материала, из которого выполнено изготовление стеллажа;
* соответствия техническим требованиям и конструкторской документации;
* требований по периодичности и методике испытания, осмотра;
* условий эксплуатации, транспортирования и хранения, гарантийный срок хранения, общий срок службы стеллажей, предусмотренный конструкторской документацией;
* действий после истечения срока службы стеллажа (списание, освидетельствование и т.д.).
  + - 1. Загрузка стеллажей должна быть равномерной, исключающей деформацию горизонтальных и вертикальных направляющих, исключающей их отклонение от горизонтали. Максимальная загрузка стеллажей не должна приводить к деформации горизонтальных и вертикальных стоек при нормальном заполнении стеллажа.
      2. Стеллажи с НКТ следует периодически, не менее одного раза в 7 дней, а тару не менее одного раза в 30 дней, осматривать для своевременного обнаружения повреждений с обязательной отметкой в журнале осмотра грузозахватных приспособлений, стеллажей и тары согласно п. 5 Таблицы 4. При обнаружении повреждений стеллажа необходимо незамедлительно принять меры по устранению повреждений.
      3. При осмотре стеллажей необходимо проверять конструкции стеллажей и детали их крепления, не допускаются трещины, плены, расслоения, закаты и заусенцы. В швах сварных соединений не допускаются не провары, местные наплывы, поры и шлаковые включения диаметром более 1 мм, подрезы основного металла более 0,5 мм, трещины всех видов.
    1. ***ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН***
       1. Место хранения ЭТК должно быть определено под навесом, в закрытых неотапливаемых и отапливаемых складских помещениях с разделением по типам, типоразмерам, исполнению, состоянию. Хранение ЭТК на грунте не допускается.
       2. Мелкоштучные изделия неправильной формы и без упаковки допускается хранить в полочно-клеточных стеллажах с укладкой в ящичные поддоны, либо без них.
       3. На поддон следует укладывать одинаковые по типу, исполнению и состоянию изделия.
       4. Место хранения ЭТК должно быть оборудовано информационной табличкой с указанием следующей информации:
* наименование ЭТК;
* типоразмер ЭТК;
* количество ЭТК;
* место хранения паспорта ЭТК;
* разделение по производителям.
  + - 1. При хранении все резьбовые части ЭТК в любом состоянии, исполнении, любого типа должны быть защищены резьбоуплотнительной смазкой и предохранительными деталями от попадания влаги и механических повреждений.

Применяемые стеллажные конструкции для хранения ЭТК должны быть выполнены из несгораемых материалов и окрашены. Высота хранения не более 1,8 м.

1. **КЛАССИФИКАЦИЯ ФОНДА СКВАЖИН ПО ТИПАМ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ**

Служба ДНГ ОГ является ответственной за классификацию фонда скважин по типам ОФ. В процессе классификации фонда скважин по типам ОФ участвуют:

* Технологическая служба ОГ, которая является ответственной за предоставление информации необходимой для классификации фонда добывающих скважин ОГ;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной за предоставление информации необходимой для классификации фонда скважин ППД.

Требования к классификации фонда скважин по видам ОФ, а также заключение о применимости технологии на основании ТЭО выполняется в порядке и последовательности, указанной в блоке 1 п. 23 Таблицы 4.

* 1. Технологической службе ОГ после анализа статических и динамических данных по скважинам необходимо провести разбивку фонда скважин по виды ОФ, влияющих на эксплуатацию НКТ, согласно данным ФХЛИ (нефти, газа, попутно добываемых вод, органических и неорганических отложений) и расчетным модулям ИС «Мехфонд» модуль «Осложнения» на основании [Приложения 2](#ПРИЛОЖЕНИЕ5) Типовых требований Компании   
     № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин».
  2. По результатам распределения фонда скважин на виды ОФ в зависимости от условий эксплуатации, проводится ТЭО выбора способа защиты, по результатам которых дается заключение о необходимости и целесообразности применения способа защиты от ОФ и выбора НКТ согласно п. 2 Таблицы 4. Для групп месторождений с фактическим содержанием АСПО в нефти более 40% результаты необходимо использовать типовую программу ОПИ [Приложение 4](#ПРИЛОЖЕНИЯ).
  3. На неосложненном фонде скважин по результатам классификации фонда скважин по типам осложнений (событие, связанное с нарушением нормального хода производственного процесса (без разрушения оборудования), требующее дополнительных затрат и времени на устранение) необходимо применять НКТ стандартного исполнения изготовленных по Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», резьбовое соединение в соответствии с разделом 2 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».

1. **ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ**

Главный инженер ОГ является ответственным за эксплуатацию НКТ, ЭТК. В процессе эксплуатации НКТ, ЭТК, участвуют:

* Служба ДНГ ОГ, которая является ответственной за эксплуатацию НКТ, ЭТК на нефтяном и газовом фонде;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной за эксплуатацию НКТ, ЭТК на фонде ППД;
* Служба ТКРС ОГ, которая является ответственной за порядок действий при ТКРС;
* Служба по КРиЭО ОГ, которая является ответственной за соблюдение правил эксплуатации, отбраковки, ремонта НКТ, ЭТК;
* Технологическая служба ОГ, которая является ответственной за организацию работ по подбору НКТ, ЭТК.

Эксплуатация НКТ, патрубков, переводников подразделяется на несколько основных этапов:

* организация работ по подбору НКТ с учетом условий эксплуатации на фонде скважин (нефтяной, нагнетательный, водозаборный, прочий), наличия НКТ на площадках хранения, расчет допустимой нагрузки компоновки НКТ учитывающий конструкцию скважины, работы по завозу-вывозу НКТ, ЭТК на скважину;
* организация проведения на фонде скважин СПО с различным типом НКТ;
* эксплуатация НКТ (оценка технических и геологических параметров на фонде скважин);
* формирование регламентной отчетности (показатели работы НКТ на фонде скважин).
  1. **ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПОДБОРУ, ДВИЖЕНИЮ   
     НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ**
     1. Для повышения эффективности использования НКТ на фондах скважин, сокращения аварийности, налаживания учета срока их службы, прослеживания движения подвесок НКТ, проводится паспортизация подвесок НКТ с использованием ИС «Подвеска НКТ» в соответствии с разделом 9 настоящих Типовых требований.

Служба по КРиЭО ОГ, обеспечивает контроль своевременного и полного внесения информации в ИС «Подвеска НКТ» Подрядчиком в соответствие с договором.

* + 1. Паспортизация подвесок НКТ производится на ЦПП (ТИП) на основании данных полученных (выгруженных) с ИС «Подвески НКТ» в следующей последовательности:
* НКТ поступают на трубные площадки ОГ, где на основании заявок ТКРС формируются подвески и оформляются эксплуатационные паспорта. Формирование паспорта ЭП проводится в ИС «Подвески НКТ», на основании сертификатов качества как для новой, так и для ремонтной НКТ. Заявки формируются 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 ОГ, на основании данных ИС «Подвески НКТ» и направляет заявку на формирование подвески на ЦПП или ТИП по форме, установленной в ОГ;
* формирование подвески из новых или отремонтированных НКТ производит ЦПП (ТИП) согласно стеллажному учету на основании данных ИС «Подвески НКТ» по заявкам ПТО, согласно форме, установленной в ОГ.
  + 1. Если в результате производственной необходимости производится смешивание НКТ с разными сроками эксплуатации, то для подвески НКТ устанавливается срок эксплуатации, соответствующий НКТ с минимальным остаточным ресурсом.
    2. В ИС «Подвески НКТ» производится автоматическое сохранение наработки слотов НКТ с целью формирования отчета «расчет среднего ресурса подвески НКТ».
    3. Перевозка НКТ осуществляется Подрядчиком в соответствии с договором. Для предупреждения повреждений НКТ при перевозке, грузовые площадки используемых транспортных средств должны оборудоваться деревянными, обрезиненными опорами. Ответственность транспортной организации при транспортировке НКТ должна определяться условиями Договора на оказание услуг (комплекса услуг) таких как содержание ТИП, транспортировку трубно-штанговой продукции. Ответственность возлагается с даты оформления и подписания ТТН установленной формы, сформированной в ИС «Подвески НКТ».
    4. Сформированная подвеска НКТ (в зависимости от сложившейся схемы доставки НКТ на скважину) завозимая на скважину подвергается визуальному контролю. На основании визуального контроля и отсутствия замечаний, принимается подвеска НКТ с паспортом п. 6 Таблицы 4 и оформляется двухсторонний акт (форма устанавливается ОГ) в двух экземплярах.
    5. Все НКТ, выходящие с трубных площадок, должны быть оборудованы защитными колпачками на ниппеле и муфте. НКТ, вывозимые со скважин на ТИП, также должны быть оборудованы защитными колпачками с обоих концов (на ниппеле и муфте).
    6. Не допускается принимать НКТ без укомплектования их предохранительными деталями.
    7. Для замены пришедших в негодность при транспортировке и при спуске в скважину НКТ на скважины доставляют резервные НКТ максимальной прочности одного или нескольких типоразмеров (в зависимости от конструкции колонны НКТ). Количество резервных НКТ должно составлять 3% от проектной длины колонны данной скважины.

ОГ может самостоятельно снижать или увеличивать количество резервных НКТ, утвердив распорядительным документом ОГ.

* + 1. При выдаче наряд-задания на ремонт скважины, по форме, установленной в ОГ, Технологическая служба ОГ предоставляет Подрядчику паспорт ЭП (в т.ч. протокол расчета страгивающей нагрузки подвески НКТ) и меру НКТ предыдущего ремонта.
    2. После окончания ремонта скважины, вместе с наряд-заданием, Технологическая служба ОГ (ЦДНГ, ЦППД) принимает: меру спущенных НКТ, диаграммы момента свинчивания (кривой свинчивания) и веса нагрузки на крюке.
    3. Паспорт на подвеску п. 6 Таблицы 4 и мера (длина подвески НКТ, спущенных в скважину в м и штуках) спущенных НКТ должны храниться в «Деле скважины».
    4. Данные по спущенным НКТ согласно отчетной документации не позднее 72-х часов после окончания ремонта вносятся в ИС «Подвески НКТ» Технологической службой ОГ (ЦДНГ, ЦППД), участвующем в учете и движении НКТ.

Допускается устанавливать в ОГ срок менее 72-х часов предоставления документации после окончания ремонта скважины в соответствии с договором.

* + 1. Гарантийный срок эксплуатации НКТ:
* для новой НКТ и НКТП:
* 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 даты поставки в соответствии с Приложением 15 «Технические требования к насосно-компрессорным трубам» к Методическим указаниям Компании № П1-01.05 М-0005 «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти»;
* 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;
* срок службы НКТ и НКТП (при условии соблюдении требований СПО) не менее – 2555 суток.
  + 1. НКТ стандартного исполнения III класса используются при пониженных нагрузках в качестве компоновки низа лифтовых колонн на консервационном, наблюдательном, пьезометрическом и т.д. фонде скважин согласно прочностному расчету страгивающих нагрузок, рассчитанных в ИС «Подвески НКТ».
    2. При проведении СПО с НКТП необходимо применять оправки (шаблоны) в облегченной конструкции с оболочкой из полипропилена, фторопласта или др. типа полимерного материала невысокой твердости с антифрикционными свойствами исключающие повреждение внутреннего защитного покрытия. Применение металлических оправок запрещено.
    3. На устье при ТКР необходим оборотный фонд предохранительных деталей. Допускается повторное применение предохранительных деталей для проведения транспортировочных работ.
  1. **ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ С УЧЕТОМ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА РАЗЛИЧНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН**

Выбор НКТ, патрубков, переводников по техническим параметрам с учетом скважинных условий эксплуатации и влияния ОФ, на фонде скважин выполняется в порядке и последовательности указанных в блоке 1 п. 23 Таблицы 4.

На не осложненном фонде скважин необходимо применять НКТ стандартного исполнения изготовленных по Межгосударственному стандарту ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», резьбовое соединение в соответствии с разделом 2 Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».

Выбор способа защиты НКТ от негативного влияния ОФ проводится на основании ТЭО с учетом:

* геолого-технических характеристик скважин;
* вида ОФ;
* способа эксплуатации.

На основании положительного ТЭО по применению НКТП на осложненном фонде скважин (коррозия, эрозия), необходимо применять ЭП со 100% внутренним защитным покрытием (подвеска колонны НКТП, муфты НКТП, патрубки, переводники).

При защите фонда скважин подверженных АСПО допускается применение комбинированной ЭП состоящих из НКТП и НКТ. При этом спускаемая часть ЭП НКТП должна быть рассчитана на глубину спуска от планшайбы фонтанной арматуры скважин до начала образования АСПО в ЭП и с учетом L+10% к расчетной глубине спуска НКТП. При наличии в скважинах ОФ АСПО сопутствующих ОФ (коррозия, эрозия) необходимо применять ЭП со 100% внутренним защитным покрытием.

Расчет общей потребности в НКТ производится в рамках ежегодного процесса   
бизнес-планирования с целью обеспечения необходимыми ресурсами программы по добыче нефти, газа и газового конденсата.

* + 1. ***УЧЕТ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ***

При выборе технологических характеристик НКТ, патрубков, переводников и т.д. необходимо учитывать Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин», а также требования, указанные в п. 2 Таблицы 4 настоящих Типовых требований.

После анализа статических и динамических данных по скважинам необходимо провести разбивку фонда скважин по типам и категориям негативного влияния ОФ, влияющих на эксплуатацию НКТ согласно результатам ЛИ нефти, газа и попутно добываемых пластовых вод, в соответствии с Приложением 2 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин».

* + 1. ***ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ***

Процесс эксплуатации НКТ в различных фондах скважин осложнен негативным влиянием ОФ по причине наличия тех или иных естественных природных компонентов в составе нефти, пластовой воде, попутно добываемом газе и их взаимодействие между собой при смешении, а также их негативное влияние на эксплуатацию ГНО используемого в процессах добычи нефти.

На качество и эффективность эксплуатацию НКТ и ЭТК на нефтяном и газовом фондах скважин негативно влияют 4 вида ОФ:

«Коррозионная агрессивность» (категория 1 и 2):

* «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС углекислого газа (СО2);
* «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода (Н2S);
* «Смешанный тип коррозии» одной из основных причин коррозии является содержание в ГЖС нескольких компонентов (СО2, Н2S).

«Эрозионная агрессивность» (категория 1 и 2)»:

* гидроабразивный износ. Износ вследствие воздействия абразивных частиц увлекаемых потоком жидкости с высокой скоростью. Данный износ встречается в ГНО, на ПЭД и в НКТ.

«Асфальтосмолопарафиновые отложения» (категория 1 и 2):

* смолисто-асфальтеновый – П/(С+А) <0,9;
* смешанный – П/(С+А) ≈ 0,9−1,1;
* парафиновый – П/(С+А)> 1,1.

«Солеотложения» (категория 1 и 2).

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО:

* CaCO3 – карбонат кальция (кальцит);
* CaSO4 – сульфат кальция (CaSO4\*2Н2О – гипс, CaSO4 – ангидрит);
* MgCO3 – карбонат магния;
* NaCl – хлористый натрий (галит);
* ВaSO4 – сульфат бария (барит);
* SrSO4 – сульфат стронция (целестин);
* FeS – сульфид железа.

На качество и эффективность эксплуатацию НКТ и ЭТК на **нагнетательном** фонде скважин негативно влияют 3 вида ОФ:

«Коррозионная агрессивность» (категория 1 и 2):

* «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС углекислого газа (СО2);
* «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода (Н2S).

«Эрозионная агрессивность» (категория 1 и 2)»:

* гидроабразивный износ. Износ вследствие воздействия абразивных частиц увлекаемых потоком жидкости с высокой скоростью. Данный износ встречается в ГНО, на ПЭД и в НКТ.

«Солеотложения» (категория 1 и 2).

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО:

* CaCO3 – карбонат кальция (кальцит);
* CaSO4 – сульфат кальция (CaSO4.2Н2О – гипс, CaSO4 –ангидрит);
* MgCO3 – карбонат магния;
* NaCl – хлористый натрий (галит);
* ВaSO4 – сульфат бария (барит);
* SrSO4 – сульфат стронция (целестин);
* FeS – сульфид железа.

На качество и эффективность эксплуатацию НКТ и ЭТК на **водозаборном** фонде скважин негативно влияют 3 вида ОФ:

«Коррозионная агрессивность» (категория 1 и 2):

* «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС углекислого газа (СО2);
* «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода (Н2S).

«Эрозионная агрессивность» (категория 1 и 2)»:

* гидроабразивный износ. Износ вследствие воздействия абразивных частиц увлекаемых потоком жидкости с высокой скоростью. Данный износ встречается в ГНО, на ПЭД и в НКТ.

«Солеотложения» (категория 1 и 2).

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО:

* CaCO3 – карбонат кальция (кальцит);
* CaSO4 – сульфат кальция (CaSO4\*2Н2О – гипс, CaSO4 – ангидрит);
* MgCO3 – карбонат магния;
* NaCl – хлористый натрий (галит);
* ВaSO4 – сульфат бария (барит);
* SrSO4 – сульфат стронция (целестин);
* FeS – сульфид железа.

Негативное проявление ОФ на НКТ приводит к преждевременному и не запланированному отказу ГНО, потерям нефти и дополнительным расходам.

Служба ДНГ ОГ, осуществляет организацию работ и контроль по оценке эффективности мероприятий, направленных на защиту.

Все методы борьбы с ОФ, методы защиты и критерии оценки по организации защиты НКТ от ОФ установлены в Технологическом регламенте Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

Запрещается применение СКО (СКО на основе HCl) СКВ (соляно-кислотная ванна) скважин, оборудованных НКТ с содержанием Cr более 5% включительно.

* + 1. ***ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩЕГО ФАКТОРА***

Коррозионная агрессивность (потеря металла) – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При влиянии коррозионной агрессивности происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств.

Виды разрушения (потеря металла) вследствие коррозионных процессов и признаки, характеризующие потерю металла, отражены в Технологическом регламенте Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

* + 1. ***ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ХАРАКТЕР НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН***

Снижение металлоемкости на НКТ вследствие коррозионной агрессивности пластовой жидкости характеризуется наличием и степенью влияния ОФ. Степень влияния ОФ зависит от температуры, давления, скорости движения потока, минерализации воды и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде, наличия механических примесей. Большое влияние на потерю металла вследствие коррозионного процесса оказывают коррозионно-агрессивные газы сероводород, углекислый газ, кислород. При росте в пластовой жидкости содержания коррозионно-агрессивных газов (СО2, H2S) скорость потери металла вследствие коррозии увеличивается. Наличие бактериальной заражённости пластовой жидкости также способствует усилению коррозионных процессов (потерю металла).

Зоной коррозионных повреждений на внутренней и наружной поверхностях и частях (тело, муфта, ниппель) НКТ обуславливается потерей подачи ГНО из-за не герметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

* + 1. ***МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ КОРРОЗИИ***
       1. *ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ:*

В нефтедобыче используются различные методы противокоррозионной защиты для НКТ:

* технологические и химические – мероприятия предупредительного характера, их использование направленно на защиту от потери металла и сохранение первоначальных технических характеристик НКТ при использовании НКТ в стандартном исполнении;
* специальные методы – мероприятия по защите НКТ от потери металла вследствие влияния коррозионной агрессивности путем внедрения НКТ с содержанием хрома или НКТ с покрытием в соответствии с требованиями п. 2 Таблицы 4.

Применение НКТ с содержанием хрома возможно только на фонде скважин, где потеря металла обуславливается наличием в пластовой жидкости коррозионно-агрессивных газов СО2. На фонде скважин, осложненных наличием Н2S (потеря металла вследствие наличия сероводорода) или Н2S+СО2 (потеря металла вследствие сероводорода и углекислого газа) необходимо применение НКТ с покрытием в соответствии с Техническими требованиями к защитным системам покрытий НКТ и муфта НКТ в указанных в п. 2 Таблицы 4.

* + - 1. *МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ*

Методы предупреждения, борьбы и защиты НКТ и ЭТК от негативного влияния ОФ «коррозионная агрессивность» осуществляется с учетом градации осложненного фонда скважин в разрезе дебитов по жидкости, технологии добычи с целью качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного технико-экономического анализа эффективности выбранных методов защиты в соответствии с Технологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

Выбор методов защиты НКТ и ЭТК от потери металла вследствие коррозионных процессов осуществляется на основании ТЭО при сравнении различных вариантов, с учетом доступности МТР ОГ.

При подборе ингибитора коррозии и технологии его доставки для защиты НКТ необходимо руководствоваться Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

* + 1. ***МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ ЭРОЗИИ***
       1. *ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩЕГО ФАКТОРА*

Эрозия НКТ – разрушение поверхностных слоев наружной и внутренней поверхностей НКТ:

* «Эрозия – гидроабразивный износ» возникает в результате механического воздействия потока газа, жидкости, нефти и твердых частиц (обломков пароды пласта) на НКТ;
* «Эрозия – абразивный износ» возникает при механическом контакте (трении) поверхностей НКТ и ЭТК с колонной насосной штанги, с инструментом по депарафинизации НКТ (проволока, скребок) и эксплуатационной колонной.
  + - 1. *ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ХАРАКТЕР НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН*

Износ, эрозия НКТ зависит от степени абразивности добываемой продукции скважины, которая определяется по количеству выносимых частиц, их твердости, гранулометрическому составу, содержанию (%) кварца, геометрии песка (угловатость). Также характеризуется интенсивной потерей металла оборудования в местах прямого контакта с эрозионной средой, обусловлено высокими скоростями потока ГЖС по внутренней частях НКТ и ее элементов (тело, муфта, ниппель) с наличием абразивных механических примесей, а так же истирания НКТ от насосной штанги.

Зоной возможных проявлений эрозии и влияние на эксплуатацию НКТ является внутренняя поверхность НКТ, а также ЭТК (патрубки, переводники и т.д.), реже внешняя поверхность НКТ при нарушении герметичности эксплуатационной колоны обусловленная потерей подачи из-за не герметичности НКТ или обрыва по элементам НКТ.

* + - 1. *МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ*

Механическое нарушение металла может служить базой для развития коррозионных и эрозионных процессов в фондах скважин, а совместное воздействие эрозии и коррозии ускоряет разрушение в десятки раз. В связи с этим мероприятия по предупреждению эрозии насосного оборудования состоят из следующих направлений:

* снижение абразивной агрессивности продукции – снижение скорости потока вследствие изменения диаметра применяемых НКТ;
* повышение надежности оборудования – применение НКТ в КСИ или НКТП.
  + - 1. *МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЭРОЗИИ:*

Методы предупреждения от ОФ эрозия работниками Технологической службы ОГ проводятсяв соответствии с Технологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

* + - 1. *МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭРОЗИИ:*
* НКТ с внутренним покрытием 100% всей подвески;
* НКТ с содержанием хрома 9-13% всей подвески (для скважин без   
  коррозионно-агрессивных газов Н2S).
  + 1. ***АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ***
       1. *ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩЕГО ФАКТОРА*

АСПО представляют собой органические отложения в виде тёмно-коричневой или чёрной твёрдой или густой мазеобразной массы высокой вязкости.

АСПО содержат парафины, смолы, асфальтены, масла, серу, металлы, а также минеральные вещества. В состав АСПО входит небольшое количество воды. Отложения содержат механические примеси из привнесённого материала в виде глинистых частиц, кварцевых зёрен песчаника, железной окалины и т.д.

АСПОпрактически не растворяется повторно и не диспергируются в сырой нефти при добыче и транспортировке.

* + - 1. *ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ХАРАКТЕР НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН*

Основные факторы, влияющие на отложение парафинов в НКТ:

* изменение скорости движения ГЖС и отдельных ее компонентов;
* шероховатость внутренней поверхности.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Наиболее подвержены парафиноотложению скважины с низкими дебитами, невысокой обводненностью, незначительной разностью величин пластового давления и давления насыщения, высоким газовым фактором, наличием в геологическом разрезе слоев многолетнемерзлых пород и вечной мерзлоты, высоким содержанием в нефти парафинов и церезинов, высокой температурой насыщения нефти парафином, высокой температурой плавления парафина.

Зоной отложения АСПО является внутренняя и наружная поверхности НКТ и обуславливается потерями напора ГНО при подъеме скважинной жидкости. АСПО негативно влияет на безопасность эксплуатации ГНО, снижает пропускной диаметр НКТ, что влечет за собой потерю энергоэффективности применяемого ГНО и как следствие отказ ГНО из-за уменьшения и полного отсутствия пропускной способности НКТ по причине влияния ОФ АСПО.

При проведении мероприятий по проверке прохода в НКТ при эксплуатации НКТП необходимо использовать специальный шаблон – оправка.

*Пример: из полиуретана или другого материала, который должен исключать повреждение внутреннего защитного покрытия.*

* + - 1. *МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМ ФАКТОРОМ*

Методы предупреждения АСПО.

Подбор соответствующего типа НКТ проводится работником ССП ОГ, отвечающим за соблюдение технологии добычи нефти и эксплуатации нефтяного оборудования проводится в соответствии с требованиями указанных в п. 23 Таблицы 4, а также режима работ скважин в диапазоне Рзаб, Т, Qж (без риска образования АСПО).

Методы защиты НКТ от АСПО:

* НКТ с внутренним покрытием различного типа в зависимости от условий эксплуатации в соответствии с требованиями, указанными п. 2 Таблицы 4;
* прочие методы защиты НКТ стандартного исполнения от ОФ в соответствии с Технологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

При подборе ингибитора АСПО необходимо руководствоваться Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

Методы удаления АСПО и градация фонда по дебиту жидкости проводят в соответствии сТехнологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

* 1. **ФОРМИРОВАНИЕ, ЗАМЕНА И ПОДБОР НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
     1. Технологическая служба ОГ формирует заявку на подвеску НКТ по форме, установленной в ОГ, формируется ЭП и оформляется паспорт на подвеску НКТ в соответствии с формой, указанной в п. 6 Таблицы 4, согласно сертификату качества   
        Завода-изготовителя или трубной базы на основании данных в ИС «Подвески НКТ».
     2. Решение о вывозе полного комплекта ЭП на ТИП принимается на устье на основании ниже указанных причин для проведения оценки технического состояния проводится на основании следующих критериев:
* достижение регламентного срока среднего ресурса НКТ;
* достижение регламентного количества СПО;
* при несоответствии поднятой подвески НКТ данным указанным в паспорте и мере спущенных НКТ (отклонение более 3% от общей длины ЭП). Данные НКТ вывозятся для проведения внутреннего расследования по причине несоответствия длины спущенных НКТ по данным ИС «Подвески НКТ». В ИС «Подвески НКТ» 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 ОГ с установлением причин и виновных служб;
* при выводе скважины из бездействия.
  + 1. При достижении 2555 суток и более поднятая со скважины подвеска НКТ по сроку замены направляется для проведения ремонта. При проведении ремонта при условии отсутствия браковочных критериев данная подвеска (труба НКТ) повторно вовлекается в производство. При не достижении регламентного срока производить работы в соответствии с разделом п. 7.5 настоящих Типовых требований.
    2. При достижении показателя среднего ресурса НКТ сроку службы до полной замены НКТ более 2555 суток Технологическая служба ОГ необходимо на основании анализа эксплуатации НКТ произвести расчет нового показателя среднего ресурса НКТ и утвердить распорядительным документом ОГ. Показатель среднего ресурса НКТ рассчитывается в соответствии с п. 22 Таблицы 4 в разрезе фонда скважин, условий эксплуатации, ОФ и т.д.
    3. При технологической необходимости составления комбинированных ЭП с разницей в диаметрах, необходимо составлять колонны с использованием двух и более переводников с установкой между ними по одной НКТ.

*Пример: в подъемной колонне, включающей НКТ условного диаметра 114 мм и 60 мм, следует использовать переводники П114х89, одну НКТ диаметром 89 мм и переводник П89х60.*

* + 1. В случаях предельных нагрузок на комбинированные подъемные колонны диаметром 114 и 73 мм, 102 и 73 мм, а также из НКТВ при спусках на большие глубины для обеспечения плавного перехода жесткости, рекомендуется применять взамен одного переводника два - промежуточных размера.

*Пример: взамен П114х73 применять А114х89 и П89х73. Аналогичное сочетание и для НКТВ.*

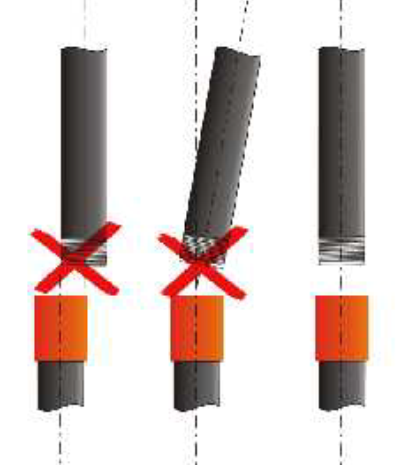
В этих случаях рекомендуется также применять переводники из стали группы прочности на одну группу выше, чем соединяемые НКТ, за исключением случаев, если на скважинах присутствует ОФ по содержанию сероводорода H2S.

*Пример: для НКТ из стали группы прочности К72 использовать переводники из стали группы прочности N-80.*

* 1. **КОНТРОЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ НА СКВАЖИНЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ**

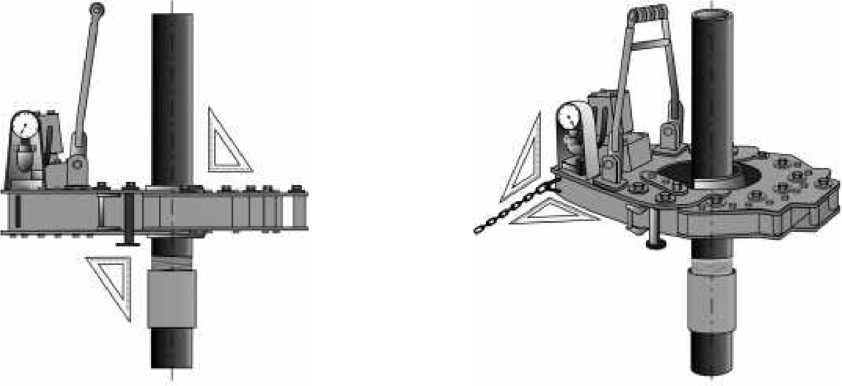
Проведение на скважине СПО при работе с различными типами НКТ выполняется в порядке и последовательности блока 4 «Эксплуатация насосно-компрессорных труб» п. 23 Таблицы 4.

* + 1. Подъемные агрегаты и инструмент, используемые при проведении СПО, должны быть исправны и иметь технические параметры, соответствующие извлекаемому оборудованию.
    2. Подъемные агрегаты должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами, индикатором веса с записью нагрузки на крюке, а также прибором с регистрацией и сохранением диаграммы момента свинчивания (кривой свинчивания) в графическом или электронном виде. Диаграммы момента свинчивания (кривой свинчивания) и веса нагрузки на крюке предоставляются в пакете документов, подтверждающих ремонт по скважине.
    3. Рабочее место, мостки, стеллажи, рабочая площадка должны соответствовать условиям для безопасного ведения работ.
    4. Приемные мостки-стеллажи устанавливаются горизонтально или с уклоном не более 1:25. Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать укладку НКТ и штанг с выступанием их концов за стеллаж не более чем на 1 м с каждой стороны. Для направления конца НКТ или штанги при СПО используется закреплённый в центре беговой дорожки направляющий желоб. Стеллажи должны иметь концевые (откидные) стойки. Мостки должны иметь откидной козырек с трапом. Разрешается выполнять настил приемных мостков из рифленого железа или досок толщиной не менее 40 мм. Ширина настила приемных мостков должна быть не менее 1 м. Для исключения возможности скатывания НКТ на мостки необходимо использовать деревянные подкладки или металлические стойки.
    5. При освоении, запрещается производство технологических операций на НКТ, предназначенной для спуска ГНО.
    6. Все НКТ, поступающие на скважину или вывозимые со скважины, должны быть оборудованы предохранительными деталями.
    7. Доставленный комплект НКТ укладывается на стеллажи рядами, муфтами к устью скважины, по типоразмерам согласно конструкции лифтовой колонны (по заявке, по форме, утвержденной в ОГ) сверху вниз, т.е. верхние секции НКТ укладываются вниз, а нижние – наверх.
    8. Трубы должны укладываться на деревянных прокладках так, чтобы нижний ряд находился на высоте не менее 35 см от пола или земли. Прокладки должны располагаться под прямым углом к оси НКТ друг над другом и над опорами для предотвращения прогиба тела НКТ, количество их по длине НКТ должно составлять не менее трех в одном ряду. Высота прокладки должна быть такой, чтобы муфты НКТ (муфтовые части) не касались друг друга.
    9. Перед началом СПО, а также при смене типоразмера спускаемых НКТ значение крутящего момента гидравлического ключа устанавливается в соответствии с размером и типом НКТ. Свинчивание НКТ необходимо производить с приложением следующих крутящих моментов, указанных в п. 7 Таблицы 4. Работа не исправным гидравлическим ключом, манометром, прибором регистрации моментов свинчивания или не полным комплектом сухарей не допускается.
    10. Перед началом и в процессе проведения СПО с НКТ контролируется соосность талевого блока с устьем скважины согласно Рисунку 1, перед спуском или подъемом первой НКТ. Контрольные проверки центровки проводить через каждые 500 м с записью в вахтовом журнале.



**Рис. 1 Проверка соосности**

* + 1. При проведении СПО устанавливается клиновой захват спайдера и захват гидравлического ключа на минимальном расстоянии от муфты НКТ, Рисунок 2.



**Рис. 2 Установка машинного ключа перед началом свинчивания**

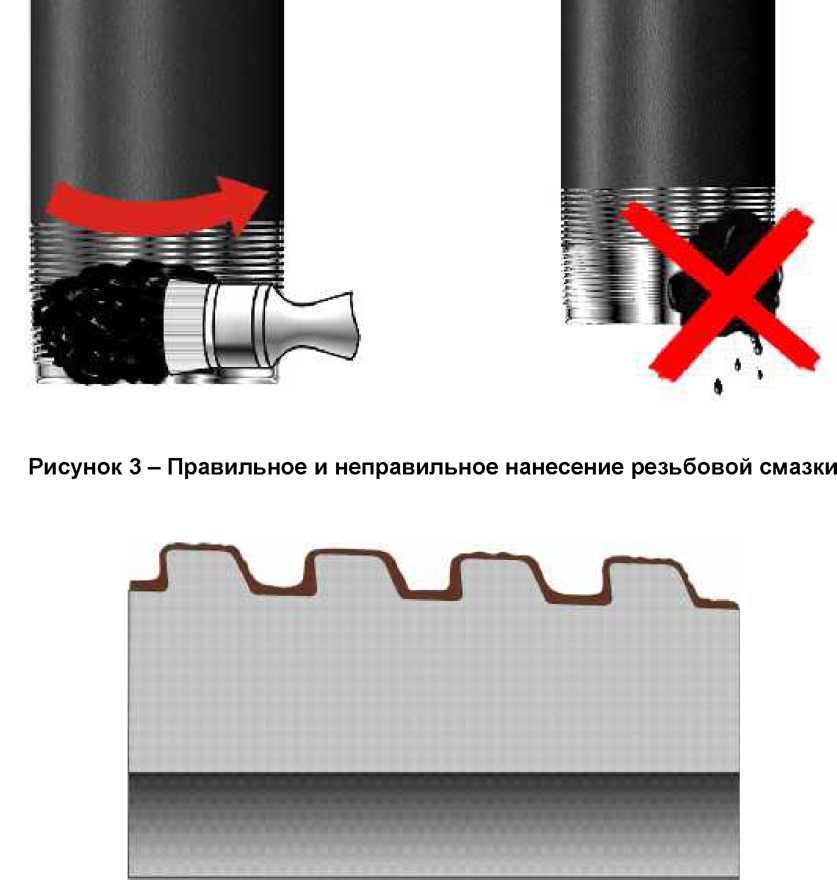
* + 1. При свинчивании и развинчивании стеклопластиковых НКТ и НКТ с внешним неметаллическим покрытием гидравлический ключ должен быть оснащен неметаллическими сухарями, исключающими повреждения тела НКТ.
    2. При свинчивании и развинчивании НКТ необходимо применять стопорный ключ во избежание повреждения тела НКТ в месте захвата клиньями спайдера. Порядок установки задержки при спуске не должен допускать проворачивания подвески НКТ (установить задержку на тело нижней НКТ), а при подъёме порядок установки задержки не должен допускать отворот муфты НКТ (установить задержку на муфту нижней НКТ).
    3. В случае возникновении аварии (потери веса на крюке), (разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»), связанной с расчленением компоновки НКТ, необходимо приостановить работу и вызвать ПДК для расследования инцидента. Порядок оповещения, расследования аварии производится согласно Положению Компании № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше».
    4. Подача НКТ со стеллажей на мостки, с приемных мостков на устье и обратно должна производиться без ударов и сбрасывания, не допуская раскачивания НКТ и ее ударов о детали подъемного сооружения, станка-качалки и устья скважины, при перемещении НКТ должен быть применен специальный инструмент (крючки).
    5. Технологическая служба ОГ не позднее 72-х часов после окончания ремонта запрашивает у Подрядчика по ТКРС паспорт на подвеску и акт о замере НКТ, спущенных в скважину в соответствии с формой, указанной в п. 9 Таблицы 4.
    6. Служба по КРиЭО ОГ контролирует занесение информацию в ИС «Подвески НКТ». Допускается устанавливать в ОГ срок менее 72-х часов предоставления документации после окончания ремонта скважины в соответствии с условиями договора.
    7. Скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (ЭЦН, пакер, шаблон и др.) не должна превышать 0,25 м/с, в переходах эксплуатационной колонны скорость спуска не должна превышать 0,1 м/с.
    8. 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, Рисунок 3.



**Рис. 3 Свинчивание с использованием специальной направляющей воронки**

* + 1. Непосредственно перед подъемом НКТ с мостков снять предохранительные детали с муфты и ниппельной части, произвести наворот на ниппельную часть резьбы НКТ защитное металлическое предохранительное проходное кольцо и осуществить подъем НКТ по приемному желобу. Снятые предохранительные детали складируются в отдельную тару для возможности дальнейшего их применения при транспортировке скважина-ТИП- ремонтное предприятие и обратно. Если при поставке НКТ на них были установлены предохранительные детали с использованием резьбоуплотнительной смазки, допускается при проведении СПО не производить замену смазки, если срок хранения НКТ с нанесенной на резьбу резьбоуплотнительной смазкой не превышает сроков, указанных в сертификате качества изготовления НКТ. Перед проведением СПО после удаления предохранительных деталей производится визуальная оценка смазки на резьбе труб и муфт на отсутствие или наличие инородных включений. В случае обнаружения инородных включений резьбовая смазка должна быть полностью удалена и вновь нанесена на всю поверхность резьбы. При отсутствии смазки на каком-либо участке резьбы независимо от площади непокрытого участка, дополнительно производится удаление первично нанесенной резьбоуплотнительной смазки и повторное нанесение резьбоуплотнительной смазки так, чтобы была покрыта вся поверхность соединяемого участка.
    2. Очистку резьбы от смазки проводить при помощи ветоши, пара или растворителя, не содержащего хлора. Резьба считается очищенной при полном отсутствии каких-либо видов смазок на профиле резьбы. Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, соленую воду, барит.
    3. Если в процессе ремонта выявляются несоответствия данных, указанных в паспорте на подвеску, и фактически поднятых cлужба по контролю качества ремонта и эксплуатации оборудования для механизированной добычи или cлужба ТКРС совместно с Подрядчиком фиксируют данный факт в Акте по форме, установленной в п. 10 Таблицы 4. Акт в течение суток передается в ПТО (ЦПП) для дальнейшего расследования.
    4. В процессе спуска НКТ в скважину необходимо производить визуальный контроль тела НКТ и резьбы. Все НКТ при спуске в скважину проверяются шаблоном-оправкой. Параметры шаблона-оправки указаны в п. 3 Таблицы 4. При спуске НКТ в скважину с различными типами внутренних защитных покрытий применяется специальный шаблон – оправка, материал которого должен исключать возможность нарушения целостности покрытия, например, из полиуретана, доставляется при завозе НКТП. Применение специального шаблона-оправки в обязательном порядке должно прописываться в Плане работ на ремонт скважины.
    5. Для обеспечения оптимальных условий свинчивания и предотвращения задиров сопрягаемых поверхностей, на поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений труб и муфт необходимо нанести резьбоуплотнительную смазку. Резьбоуплотнительные смазки и область их применения отражены в п. 8 Таблицы 4. Выбор конкретной смазки осуществлять с учётом возможности применения аналогов, выпускаемых различными производителями.
    6. При каждом ремонте должны быть проверены на наличие следующие документы: паспорт ЭП, наличие меры спущенных НКТ, сертификаты качества на НКТ и переводники, расчеты страгивающих нагрузок с диаграммой распределения напряжения по ступеням и протокол расчета подвески НКТ (предоставляется заказчиком), а также наработку и количество СПО на НКТ и применяемые переводники, подвесной и другие патрубки участвующие в процессе сбора и эксплуатации компоновки:
* для переводников – не более 5 СПО;
* для переводников, находящихся в сочленении с подвесным патрубком – не более 5 СПО;
* для НКТ под обратным клапанном – не более 5 СПО;
* для подвесных и технологических патрубков – не более 5 СПО;
* для переводников (сливных клапанов) – не более 5 СПО.

Нанесение герметизирующей смазки на очищенное и высушенное резьбовое соединение по всей площади резьбового соединения производится при помощи кисти с жестким полиэтиленовым ворсом, или деревянного шпателя (лопатки). Смазка должна быть нанесена по всей площади резьбового соединения ниппеля и муфты. Минимальное количество резьбоуплотнительной смазки следует распределять между муфтой или раструбным концом и ниппельным концом трубы следующим образом: 2/3 количества на муфту или раструбный конец НКТ, 1/3 количества на ниппельный конец НКТ, Рисунок 4. Запрещается смешивание резьбоуплотнительных смазок разных типов.



**Рис. 4 Правильное и не правильное нанесение резьбовой смазки**

* + 1. Спуск НКТ в скважину без нанесения на резьбовую часть антифрикционной, герметизирующей смазки не допускается.
    2. Расчет расхода смазки необходимо проводить в соответствии с п. 5.4.3 Межгосударственного стандарта ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по обслуживанию».

Ммин. =0,42рD,

где:

Ммин. – минимальная масса смазки, г, на одно резьбовое соединение, округленное до целого значения;

р – плотность смазки, г/см3;

D – наружный диаметр труб, мм.

Расчет производится в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по обслуживанию» если в руководстве по применению на резьбоуплотнительную смазку не регламентирован объем применения.

Ориентировочный расход смазок указан в Таблице 2.

**Таблица 2**

**Количество наносимой смазки на одну резьбовую часть НКТ**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Условный диаметр НКТ, мм** | 48 | 60 | 73 | 89 | 102 | 114 |
| **Расход смазки, г** | 30 | 38 | 46 | 56 | 64 | 72 |

* + 1. Свинчивание должно производиться в начале наворота без перекосов 2-4 оборота вручную, далее с применением гидроключей. Первоначальная скорость свинчивания 5-15 оборотов в минуту, последующая скорость свинчивания должна быть не более 25 оборотов в минуту для предотвращения образования задиров. При возрастании момента скорость свинчивания должна быть снижена до скорости не более 5 оборотов в минуту или минимальной скорости в соотвтетсвии с руководством по эксплуатации на гидроключ, при этом происходит докрепление соединения для достижения необходимого положения муфты на трубе.
    2. Если ниппель свободно, с моментом меньше минимального, ввинчивается в муфту до последнего витка резьбы или, если после свинчивания с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту витков, следует забраковать обе НКТ – спущенную в скважину и следующую за ней.
    3. 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. СПО необходимо проводить с применением обтиратора НКТ заводского исполнения соответствующего размера, с неизношенными уплотняющими элементами.
    4. При ремонте скважин, оборудованных глубинными насосами (штанговый глубинный насос, электроцентробежный насос и т.д.), после спуска подземного оборудования необходимо убедиться в герметичности колонны НКТ и производится пробный пуск в работу ГНО.
    5. При сильном ветре, вызывающим раскачивание талевой системы, а вместе с ней и поднятой над устьем скважины НКТ, необходимо использовать центрирующие приспособления, а при их отсутствии свинчивание производить вручную или прекратить работу.
    6. Запрещается спуск подвески НКТ без наличия паспорта и ксерокопии сертификатов качества и расчета лифта НКТ.
    7. После окончания работ по освоению или ТКРС все имеющиеся на кустах и на одиночных скважинах НКТ, должны быть в течение суток с момента подачи заявок возвращены или вывезены на ТИП.
  1. **КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ), ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ) ПРИ ТЕКУЩИЕМ (КАПИТАЛЬНОМ) РЕМОНТЕ СКВАЖИН**
     1. Оценка технического состояния и отбраковка НКТ (патрубков и переводников НКТ) проводится во время подготовки к СПО, в процессе и после СПО.
     2. Основные критерии оценки технического состояния НКТ (патрубков и переводников НКТ) приведены в п. 19 Таблицы 4.
     3. При ТКРС, перед глушением или сменой объема скважины производится опрессовка колонны НКТ. При этом время выдержки под давлением и допустимое падение давления должны соответствовать величинам, указанным в плане работ на ТКРС. В случае выявления не герметичности колонны НКТ, она подлежит визуальному контролю, либо поинтервальной опрессовке.
     4. Извлеченные из скважины и уложенные на стеллажи НКТ (патрубки и переводники НКТ) подлежат визуальному осмотру на предмет наличия отложений (органического и неорганического характера) на стенках НКТ. При отсутствии на НКТ различного рода отложений, дефектов и т.д. данные НКТ подлежат повторному спуску. При наличии отложений, на внутренних и наружных поверхностях, НКТ (патрубков и переводников НКТ) подлежат:
* отправке на ТИП (ЦПП), цех ремонта НКТ для мойки и дальнейшей оценки технического состояния;
* проведению операций по очистке НКТ от отложений с применением тепловых, химических и физических методов на устье скважин.

Технологическая служба ОГ запрашивает у Подрядчика ТКРС результаты осмотра и при обнаружении отложений (органического и неорганического характера) в скважинах, при необходимости выезжает на скважину для составления акта указанной формы в соответствии с п. 11 Таблицы 4 и отбора проб на ФХЛИ и последующей разработки мероприятий по удалению и предотвращению отложений.

* + 1. Наличие посторонних предметов внутри НКТ (патрубков и переводников НКТ) и в том числе нерастворимых отложений фиксируется оформлением акта указанной формы в соответствии с п. 11 Таблицы 4. Основанием для вывоза и последующей отбраковки НКТ (патрубков и переводников НКТ) по данному критерию являются видимое наличие посторонних предметов во внутренней полости НКТ, видимое значительное сужение проходного сечения НКТ из-за различного рода отложений на внутренних поверхностях НКТ (патрубков и переводников НКТ) или заклинивание шаблона вследствие отложений.

В случае обнаружения посторонних предметов при визуальном осмотре или при проведении шаблонирования при СПО проводятся следующие операции:

* при наличии удаляемых предметов – удалить посторонние предметы и использовать НКТ (патрубки и переводники НКТ) для дальнейшей эксплуатации (в случае отсутствия прочих недопустимых дефектов);
* при наличии не удаляемых на месте предметов, отложений – отправить НКТ (патрубки и переводники НКТ) на ТИП или ЦПП для принятия решения;
* НКТ (патрубки и переводники НКТ) с растворимыми органическими отложениями на внутренних поверхностях допускается промывка в скважине, по результатам которой определяется возможность дальнейшей эксплуатации при отсутствии прочих недопустимых дефектов.

При шаблонировании использовать цилиндрические оправки (далее шаблоны) с наружными диаметрами, согласно параметрам, указанным в п. 3 Таблицы 4. Для НКТ (патрубков и переводников НКТ) с защитным покрытием внутренней поверхности необходимо использовать полимерные (неметаллические) шаблоны с затупленными кромками (исключающие повреждение внутреннего защитного покрытия) с размерами, учитывающими толщину покрытия.

При наличии нарушения геометрии НКТ, либо при не прохождении (заклинивании) шаблона, НКТ подлежит отправке на ТИП (ЦПП) для проведения ВИК. При отсутствии нарушений геометрии НКТ и прочих недопустимых дефектов, НКТ подлежат дальнейшей эксплуатации.

* + 1. Нарушение размеров и профиля резьбы НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) и муфт, а также состояние резьбы НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) и муфт контролируется:
* визуально при свинчивании и отвинчивании в процессе СПО – целостность, отсутствие видимого износа, смятия, нарушений размера и профиля;
* с помощью резьбовых калибров, согласно схемам, приведённым в п. 4 Таблицы 4, если резьбовое соединение, свободно свинчивается и отвинчивается с моментом, меньшим минимального. Натяг резьбы по резьбовым и гладким калибрам должен быть равен величинам, указанным в п. 4 Таблицы 4.

При видимых нарушениях резьбы НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) и муфты, при несоответствии натяга резьбы по Межгосударственному стандарту ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) подлежит отправке на ТИП (ЦПП) для проведения ВИК.

* + 1. При визуальном осмотре контролируется отсутствие сквозных отверстий, свищей, коррозионных растрескиваний металла, коррозии и (или) 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 (причины вывоза):

* аварийные (полетные) НКТ с изогнутостью;
* НКТ длинной менее 7м;
* наружные, внутренние дефекты НКТ (по телу, муфте, ниппелю, ЭТК);
* по забитости внутренней полости НКТ посторонними предметами и отложениями, исключающими возможность прохода соответствующего шаблона;
* регламентное (нормативное) обслуживание НКТ (комплекс операций по сортировке, хранению и транспортировке НКТ) по факту:
* достижение регламентного срока среднего ресурса НКТ;
* достижение регламентного количества СПО;
* дефект покрытия (отслоение, вспучивание, сколы и т.д.),

данное оборудование подлежит вывозу на ТИП (ЦПП) для последующего проведения ВИК.

* + 1. Вывоз и последующая отбраковка по состоянию покрытия (для НКТ с внутренним покрытием) производится с учетом критериев, отраженных в п. 19 Таблицы 4 состояние покрытия, определяется визуально. К дальнейшей эксплуатации допускаются НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) с незначительными потертостями, не приведшими к оголению металла и при наличии поверхностных трещин на покрытии без отслоения от металла. При нарушении целостности покрытия, наличии отслоений, сколов, трещин и пузырей НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) подлежит отправке на ТИП (ЦПП) для проведения ВИК, при котором принимается окончательное решение по ремонтопригодности НКТ с покрытием.
    2. Отбраковка по состоянию муфт (наличию интенсивного износа муфт, раковин, рисок, трещин, плен, замятий, расслоений, песочин) производится в соответствии критериями, установленными в п. 13 Таблицы 4. Состояние муфт контролируется визуально и при помощи измерительных инструментов (штангенциркуля, игольчатого глубиномера, калибров). Допускается равномерный износ наружной поверхности муфты, износ эксцентричного (элипсного) типа не допускается.

При сверхнормативном износе муфты, при наличии раковин, рисок и трещин недопустимой глубины, НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) вместе с дефектной муфтой подлежат отправке на ТИП (ЦПП) для проведения ВИК и последующего ремонта.

* + 1. Отбракованные при проведении ТКРС НКТ комплектуются в пакеты. На каждый подобный пакет НКТ, к пакету должна прикрепляться бирка с указанием «брак» и количества в штуках и м в соответствии с формами, приведенными в п. 20 Таблицы 4. При перевозке и погрузочно-разгрузочных операциях не допускается разукомплектование пакета НКТ.
    2. Согласно перечню браковочных критериев, установленных в п. 19 Таблицы 4 в случаях выявления не герметичности НКТ в подвеске, службой ТКРС или службой по контролю качества ремонта и эксплуатации оборудования для механизированной добычи составляется акт опрессовки лифта НКТ согласно п. 9 Таблицы 11 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин» и принимается решение о ее полной или частичной замене по результатам комиссионного осмотра. На каждую подвеску НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) должен быть оформлен и заполнен эксплуатационный паспорт, выгружаемый из ИС «Подвески НКТ» в соответствии с формой, указанной в п. 6 Таблицы 4 который хранится в деле скважины. При движении подвески НКТ эксплуатационный паспорт колонны НКТ должен находиться среди сопроводительных документов на подвеску.
    3. По результатам предварительной отбраковки составляется соответствующий акт установленной формы в соответствии с п. 11 Таблицы 4 в двух или трех (в случае необходимости участия при предварительной отбраковке НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) работника ЦДНГ) экземплярах. Один экземпляр передается работнику Технологической службе ОГ, другой экземпляр передается вместе с подвеской НКТ (в случае отбраковки целой подвески), либо с отбракованными НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) (в случае отбраковки части НКТ) на ТИП. Третий экземпляр акта предварительной отбраковки передается Служба по КРиЭО ОГ для последующей разработки мероприятий по предотвращению возникновения выявленных дефектов. Сведения о замене отбракованных НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) заносятся в эксплуатационный паспорт.
    4. Отбракованные НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) должны быть вывезены на ТИП. Порядок подачи заявок, оформления документов, занесение информации в ИС «Подвески НКТ» и получения НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) осуществляется на основании договоров заказчика. Данные по причине вывоза НКТ с устья скважины заносятся в ИС «Подвеска НКТ».
    5. Основными визуализированными критериями оценки технического состояния по отбраковке НКТ (патрубков, переводников и т.д.) – предварительный брак на устье скважины при ТКРС проводится в соответствии с критериями, установленными в п. 11 Таблицы 4.

После замены в подвеске отбракованных НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) на вновь завезённые НКТ и переводники, должны производиться соответствующие отметки в эксплуатационном паспорте выгружаемого из ИС «Подвески НКТ» установленной формы в соответствии с п. 6 Таблицы 4.

* 1. **ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЯ ПРИ ТЕКУЩЕМ (КАПИТАЛЬНОМ) РЕМОНТЕ СКВАЖИН ПРИ ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ КОЛОНН ПРИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ**
     1. В случае обнаружения при подъеме в НКТ, ЭТК механических примесей, органических (АСПО, вязкая нефть, эмульсия) и неорганических (соли, песок, глины, ржавчина и т.д.) отложений, Службе ДНГ ОГ необходимо произвести отбор пробы для проведения химического анализа согласно Типовых требований Компании   
        № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин».
     2. В случае невозможности отбора проб на устье скважины при производстве работ по подъему НКТ, ЭТК, отбор пробы производится на ТИП (ЦПП) по телефонограмме от ЦДНГ. Ответственность возлагается на службу по контролю качества ремонта и эксплуатации оборудования для механизированной добычи.
     3. В случае обнаружения Подрядчиком дефектных НКТ и ЭТК после подъёма, Служба по КРиЭО ОГ принимает решение о частичной или полной замене подвески, с составлением акта по форме, установленной в п. 11 Таблицы 4.
     4. В случае частичной отбраковки подвески НКТ (ЭТК), допускается частичная замена колонны НКТ (ЭТК). В паспорте на подвеску указывается количество отбракованных НКТ (ЭТК) в штуках и м, типоразмер, причина отбраковки, указывается количество замененных НКТ (ЭТК). Доукомплектование подвески должно проводиться НКТ той же марки и с тем же количеством СПО, если в результате производственной необходимости производится смешивание НКТ с разными сроками эксплуатации, то для подвески НКТ устанавливается срок эксплуатации, соответствующий НКТ с минимальным остаточным сроком эксплуатации.
     5. НКТ (ЭТК) отбраковываются и отправляются со скважины на ТИП в случаях, указанных в п. 16 Таблицы 4 настоящих Типовых требований.
     6. Отбракованные НКТ с устья скважины при поступлении на ТИП подлежат повторному проведению ВИК с составление акта отбраковки установленной формой в соответствии с п. 11 Таблицы 4. Данные по движению со скважины и результату проведения ВИК на ТИП вносятся в ИС «Подвески НКТ».
     7. НКТ (ЭТК) с явными дефектами на резьбовой части или по телу должна укладываться и упаковываться отдельно от НКТ (ЭТК), годных для повторного применения, при этом использование защитных приспособлений на муфтовых и ниппельных концах НКТ не обязательно.
     8. Аварийные (полетные) НКТ (ЭТК) или НКТ (ЭТК) вывозимые для проведения комиссионного расследования подлежат обеспечению сохранности всех выявленных дефектов и резьбовых частей с установкой предохранительных деталей. Обязательным требованием является указание при вывозе данных НКТ (ЭТК) на ТИП в ТТН отдельной строкой с указанием количества вывозимых НКТ (ЭТК) (с указанием на комиссионное расследование).
     9. В случае выявления Подрядчиком при отбраковке НКТ (ЭТК)в объеме более чем 70%, в процессе подъема колонны НКТ, Служба по КРиЭО ОГ или Технологическая служба ОГ, принимает решение о замене всей подвески НКТ независимо от количества СПО и комплекта подвески НКТ.
  2. **ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИ ОТБРАКОВКЕ   
     НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**
     1. Ремонт НКТ проводится Подрядчиком в соответствии с договорами, техническим заданиям и Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт   
        насосно-компрессорных труб и обслуживание трубно-инструментальных площадок».
     2. Все отбракованные НКТ и обрезки, согласно составленному акту отбраковки установленной формы в соответствии с п. 15 Таблицы 4, должны быть вывезены и складированы в отдельном месте для предъявления КВОС.
     3. При проведении ТКРС также производится предварительная отбраковка НКТ, патрубков, переводников.
     4. Независимо от назначения скважины и колонны все НКТ должны подвергаться визуальному контролю.
     5. При визуальном контроле НКТ проверяются на отсутствие внешних повреждений: плен, раковин, расслоений, трещин и т.д. Допускается вырубка и зачистка перечисленных дефектов при условии, что оставшаяся толщина стенки НКТ в местах вырубки и зачистки должна быть не менее 87,5% от номинальной.
     6. Резьбы труб и муфт проверяются на отсутствие задиров, надрезов, вмятин, рисок и любых других дефектов, которые нарушают непрерывность витков.
     7. Контролю подвергается качество соединения муфт с трубами. После свинчивания трубы и муфты, торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе. Предельные отклонения L(резьбы)±Р1(шаг резьбы).
     8. При отбраковке на спуске фондовой НКТ более 1% от общего объема завезенных НКТ в соответствии с критериями, указанными в п. 11 Таблицы 4 необходимо:
* остановить спуск НКТ в скважину;
* проверить центровку подъемного агрегата;
* проверить качество резьбоуплотнительной смазки (паспорт, сертификат, срок годности и т.д.);
* провести выборочный инструментальный контроль НКТ. При этом калибр должен быть очищен волосяной щеткой, смазан тонким слоем индустриального масла, иметь паспорт и поверку в установленном порядке. Резьба НКТ должна быть очищена. 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;
* проверить паспорт на ключ гидравлический;
* проверить манометр на ключе гидравлический;
* соответствие момента свинчивания;
* при отсутствии замечаний, разрешить спуск НКТ в скважину.
  + 1. При дальнейшем спуске НКТ после отбраковки, необходимо проконтролировать следующее:
* наворот резьбы НКТ от руки до упора (2-4 витка) на всех НКТ подвески НКТ;
* до крепления НКТ производится специализированным ключом с моментом заворота согласно руководству по эксплуатации.
  + 1. При спуске ЭП запрещается применение ЭТК при отсутствии паспортов.
    2. По факту отбраковки ремонтной НКТ, либо при выявлении повреждения ремонтной НКТ при спуске, на устье скважины должен быть вызван работник Служба по КРиЭО ОГ и проведено комиссионное расследование:
* совместно со Службой по КРиЭО ОГ составляет акт предварительной отбраковки НКТ в соответствии с формой, указанной в п. 11 Таблицы 4.
  + 1. По факту отбраковки новой НКТ, при спуске на устье скважины должен быть вызван представитель Службы по КРиЭО ОГ и проведено комиссионное расследование:
* Служба по КРиЭО ОГ составляет акт предварительной отбраковки НКТ в соответствии с формой, указанной в п. 11 Таблицы 4.
  1. **ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПАТРУБКОВ, ПЕРЕВОДНИКОВ ПОСЛЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
     1. Оценка технического состояния НКТ проводится на устье, ТИП (ЦПП), в цехах ремонта НКТ.
     2. Для определения технического состояния патрубков НКТ, переводников НКТ и принятия решения о вывозе НКТ при ТКРС и отбраковке на ТИП, необходимо руководствоваться критериями согласно п. 13, [п. 14](#ПРИЛОЖЕНИЕ16), п. 16 Таблицы 4. Критерии сформированы на основании Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», Национального стандарта   
        ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия», Руководящего документа РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации   
        насосно-компрессорных труб». В случае отбраковки НКТ выбывают из эксплуатации с формированием акта оценки технического состояния основных средств.
     3. Для определения технического состояния основных средств и списания, в том числе отбракованных на ТИП и ремонтном предприятии НКТ и насосных штанг, формируется КВОС. Заседания и деятельность комиссий осуществляется в порядке, установленном в ОГ.
     4. Для определения технического состояния товарно-материальных ценностей и списания, в том числе отбракованных на ТИП и при ТКРС, патрубков НКТ, переводников НКТ и насосных штанг, формируется КВТМЦ. Заседания и деятельность комиссий осуществляется в порядке, установленном в ОГ.
     5. По результатам проведения ВИК на ТИП оформляется акт отбраковки НКТ [п. 15](#ПРИЛОЖЕНИЕ16) Таблицы 4.
     6. Списание части НКТ и насосных штанг (обрезки, образованные при ремонте, муфты и т.д.), цельных НКТ, отбракованных при визуальном осмотре или шаблонировании, насосных штанг, отбракованных при визуальном осмотре или правке, оформляется путем списания с баланса ОГ объектов основных средств и оприходования металлолома или материалов, возникшего в процессе списания НКТ и насосных штанг, как объекта основных средств, в том числе НКТ и насосных штанг, не отработавших нормативный срок эксплуатации. Списание цельных НКТ и насосных штанг, отбракованных при дефектоскопии в процессе проведения ремонта, отбракованных на ТИП при наличии превышения естественного радиационного фона более 0,2 мкЗв/час в соответствии с Санитарными правилами и нормативами СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)» и оформляются путем списания с баланса ОГ объектов основных средств и оприходования материала, возникшего в процессе списания НКТ и насосных штанг, как объекта основных средств, в том числе НКТ и насосных штанг, не отработавших нормативный срок эксплуатации.
     7. Отбраковка и дальнейшее списание НКТ на ТИП (ЦПП), как объекта основных средств, происходит при наличии одного из признаков согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по обслуживанию» и Руководящему документу РД 39-2-1247-85 «Инструкция о порядке учета, перевода в другие области назначения и использования бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, отбракованных при подготовке к эксплуатации», а также НКТ отбракованные в процессе ремонта в соответствии с п. 24 Таблицы 4. НКТ вывезенные по причине «достижение регламентного количества СПО и (или) наработки, при условии отсутствия иных указанных причин, направляются на ремонтное предприятие с причиной отбраковки «НКТ без наличия видимых дефектов и забитости».
     8. Отбраковка и дальнейшее списание патрубков, переводников НКТ, оформляется путем списания с баланса ОГ товарно-материальных ценностей и оприходования металлолома, возникшего в процессе списания. Порядок действий при формировании отчета по балансу НКТ (формат ДНГД) и его наполнения указано в п. 25 Таблицы 4.
     9. Отбраковка и списание патрубков и переводников НКТ происходит в следующих случаях:
* в соответствии с критериями замены;
* количество СПО более 5;
* отбраковка по визуальным признакам – любые недопустимые повреждения тела и резьбы;
* отбраковка по идентификационным признакам – отсутствие маркировки и (или) паспорта.
  + 1. Для принятия решения КВОС о списании и ликвидации НКТ основанием являются следующие документы:
* акты отбраковки НКТ по форме предусмотренной договором;
* акты специализированных предприятий по разбраковке НКТ по форме предусмотренной договором;
* акты визуального осмотра КВОС по форме, установленной в ОГ.
  + 1. Для принятия решения КВТМЦ о списании и ликвидации патрубков НКТ, переводников НКТ основанием являются следующие документы:
* акты предварительной отбраковки НКТ, патрубков и переводников при ТКРС по форме, предусмотренной в п. 11 Таблицы 4;
* акты отбраковки НКТ по форме, предусмотренной [п. 15](#ПРИЛОЖЕНИЕ16) Таблицы 4.
  + 1. Списание НКТ, как объектов основных средств по причине аварий, инцидентов, происшествий, стихийных бедствий производится по результатам расследования их причин, проведенного специально созданной КВОС. В данном случае разрешение на списание оформляется на основании мероприятий по ликвидации последствий аварий, инцидентов, происшествий, стихийных бедствий, предусмотренных актом расследования.
    2. Достижение установленного срока службы не является основанием для прекращения использования и списания НКТ.
    3. После оценки технического состояния часть НКТ, которые можно отремонтировать и восстановить (НКТ или НКТП при длине бездефектной серединной части не менее 7 м), подлежат отправке для проведения ремонта и вовлечения данных НКТ в производство. Данные по ремонту НКТ или НКТП вносятся в ИС «Подвески НКТ».
    4. После проведения ремонта НКТ производится оформление соответствующих актов (годная брак, обрезки, стружка) данные вносятся в ИС «Подвески НКТ» согласно договору.
    5. Ремонт НКТП проводится в соответствии с Приложением 25 Типовых требований Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубно-инструментальных площадок» и в соответствии с блоком 5.1. п. 23 Таблицы 4, блок схемы движения НКТ и согласованным главным инженером ОГ технологическим процессом.

Данные по ремонту НКТ с покрытием вносятся в ИС «Подвески НКТ». Контроль за корректностью внесенной информации в ИС «Подвески НКТ» по ремонту НКТ с покрытием возлагается на Службу по КРиЭО ОГ.

* 1. **ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОТБРАКОВКЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (ПАТРУБКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ) НА ТРУБНОЙ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ ПЛОЩАДКЕ**
     1. Подготовительные работы: проверка соответствия сопроводительной документации фактическому наличию НКТ (штуки, м).
     2. Доставленные со скважин выведенные из эксплуатации и отбракованные НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) должны быть складированы на площадке раздельно, чтобы обеспечить проведение оценки технического состояния и отбраковки НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ).
     3. Разгружаемые НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) складировать на раскатной стеллаж по одному пакету. Удалить увязочный материал и другие посторонние предметы на наружной поверхности НКТ: скобы, клямсы, проволочная обвязка и т.п. Удалить посторонние предметы с внутренней поверхности НКТ: прутки, кабели, ломы, приборы, ключи и т.п. (при отсутствии возможности удаления предметов с внутренней полости НКТ, данные НКТ направить в брак окончательный). Во время проведения подготовительных работ (разгрузке, очистке визуально отбракованных НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) от сопутствующих загрязнений и т.п.) перед оценкой технического состояния и отбраковкой НКТ на ТИП разукомплектование связок (перемешивание) НКТ не допускается. НКТ с клямсами и т.п., вывезенные на расследование, отложить, клямсы и т.п. не удалять. Провести отбраковку и сортировку НКТ в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубно-инструментальных площадок».
     4. В каждой связке количество и типоразмер НКТ должны быть сверены с сопроводительными документами.

Должна быть произведена отметка в сопроводительных документах о приемке НКТ (по подвескам и связкам, типоразмеру и количеству), о дате приемки с указанием лица, осуществившего приёмку.

* + 1. В случае необходимости, визуально отбракованные НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) должны быть подвергнуты очистке от сопутствующих загрязнений. Очистка НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) производится с соблюдением всех норм и правил промышленной и экологической безопасности.
    2. После завершения очистки НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) должны храниться в связках на стеллажах отдельно от НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ), не подвергнутых очистке.
    3. НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) на ТИП подлежащие оценке технического состояния должны быть осмотрены визуально-инструментально согласно требованиям, [п. 16](#ПРИЛОЖЕНИЕ16) Таблицы 4, с учетом данных актов предварительной отбраковки при ТКРС. НКТ (патрубки и переводники НКТ), не пригодные для ремонта, отделяются от связок, помечаются красной краской около места дефекта. Отбракованные НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) складируются в отдельном месте для предъявления КВОС или КВТМС. НКТ, признанные пригодными для проведения восстановительного ремонта, замеряются, увязываются в связки с прикреплением бирок, складываются на отдельные стеллажи для отправки на ремонт.

КВОС или КВТМЦ производит визуальную оценку технического состояния предварительно отбракованных НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ), не соответствующих требованиям и не проходивших отбраковку на ТИП, в установленном порядке. КВОС или КВТМЦ также проверяет наличие (количество) НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ), отбракованных, на которые имеются акты отбраковки п. 15 Таблицы 4.

* + 1. При погрузке подвесок и связок НКТ производится пересчет НКТ в каждой подвеске и связке по типоразмеру, слоту и количеству с оформлением соответствующих сопроводительных документов.
    2. При поступлении со скважин негерметичных НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) данные НКТ, ЭТК подлежат визуальному осмотру на наличие видимых сквозных отверстий, трещин. При наличии видимых сквозных отверстий и трещин участок с выявленным дефектом на теле НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) должен быть помечен краской. При длине бездефектной серединной части НКТ (участок трубы длиной равной полной длине НКТ за вычетом части длиной 0,03 м со стороны ниппеля от сбега резьбы и за вычетом части длиной 0,06 м со стороны муфты от торца муфты. Минимальная длина 7,0 м) менее 7,0 м. подлежат складированию для дальнейшего предъявления КВОС. При длине бездефектной серединной части НКТ не менее 7,0 м подлежат отправке на ремонтное предприятие.
    3. При отсутствии на устье скважины визуальных признаков негерметичности НКТ установленных по результату комиссионной опрессовке на скважине, или при непригодности НКТ к комиссионной опрессовке на скважине, согласно акту комиссионного осмотра НКТ на ТИП, трубы подлежат отправке на ремонтное предприятие. Если данные НКТ вывезены со скважины, по которой произошел преждевременный отказ, отправку данных НКТ в ремонт производить по согласованию со Службой по КРиЭО ОГ и представителями Комиссии ДК.
    4. При проверке наличия отложений внутри НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) в случае необходимости использовать подсветку. НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) без внутреннего покрытия с АСПО на внутренних поверхностях направляются на пропарку или мойку. Наличие специализированных мест для проведения очистки – обязательно. НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) с внутренним покрытием подлежат мойке в растворе с ПАВ. При этом температура моющего раствора с ПАВ должна быть установлена в соответствии с типом покрытия. Для НКТ с внутренним защитным покрытием – по согласованию со Службой по КРиЭО ОГ.
    5. Отбраковка при наличие посторонних предметов внутри НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ), в том числе нерастворимых отложений производится в соответствии с требованиями п. 16 Таблицы 4. При необходимости удаления посторонних предметов, находящихся внутри НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) с покрытиями, следует использовать инструмент из полимерных (неметаллических) материалов, не наносящий повреждений покрытию. НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) с не удаляемыми посторонними предметами и различного рода осадками, находящимися внутри, в том числе с нерастворимыми отложениями, подлежат складированию для дальнейшего предъявления КВОС или КВТМЦ.
    6. Отбраковка при нарушении геометрии НКТ (сплющивание, вмятины, сверхнормативная кривизна НКТ) производится в соответствии с требованиями п. 16 Таблицы 3. Выявление нарушения геометрии НКТ производится их перекатыванием на стеллажах либо, прямолинейным шаблоном согласно п. 3 Таблицы 4. В серединной части НКТ проверку произвести через каждый м длины НКТ. Измерение длины бездефектной части производится металлической рулеткой. Отбракованные по данному критерию НКТ подлежат отправке на ремонт при длине бездефектной серединной части НКТ не менее 7,0 м. При длине бездефектной серединной части НКТ менее 7,0 м трубы подлежат складированию для дальнейшего предъявления КВОС или КВТМЦ.
    7. Отбраковка при нарушении размеров и профиля резьбы НКТ (в том числе патрубков и переводников НКТ) и муфт производится в соответствии с требованиями [п. 16](#ПРИЛОЖЕНИЕ16) Таблицы 4. Состояние резьбы НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) и муфт контролируется визуально и при помощи резьбовых калибров:
* при визуальном осмотре резьбы НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) и муфт контролируется ее целостность, отсутствие видимого износа, смятия, нарушений размера и профиля;
* натяг резьбы по резьбовым и гладким калибрам должен быть равен величинам, указанным в п. 4 Таблицы 4. При видимых нарушениях в резьбе НКТ и муфты, при несоответствии натяга резьбы ниппеля и муфты, это НКТ подлежит отправке в ремонт.
  + 1. Отбраковка по сплошной глубокой коррозии наружной и (или) внутренней поверхностей НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) без или с образованием отверстий, а также по износу толщины стенки НКТ в зоне работы ключей и клиньев с потерей толщины стенки сверх минимально допустимого размера производится в соответствии с требованиями п. 16 Таблицы 4. Состояние наружной и внутренней поверхностей НКТ (в т.ч. патрубков и переводников НКТ) контролируется визуально и при помощи различных мерительных инструментов. При наличии рыхлой коррозии по наружной поверхности допускается зачистка НКТ от продуктов коррозии жесткой металлической щеткой или шабером (через каждые 0,5–1,0 м) для возможности измерения наружного диаметра штангенциркулем. Износ стенки НКТ от работы насосной штанги глубиной менее 0,6 мм; 0,7 мм; 0,8 мм для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм соответственно. Обязательному контролю подлежат НКТ в местах зажимов трубными ключами при проведении ТКРС. Измерение длины бездефектной серединной части НКТ производится металлической рулеткой. Рекомендуется использовать металлическую рулетку с номинальной длиной шкалы 10 м. При длине бездефектной серединной части НКТ менее 7,0 м – производится складирование для дальнейшего предъявления КВОС. При длине бездефектной серединной части НКТ не менее 7,0 м трубы подлежат отправке в ремонт.
    2. Отбраковка по состоянию внутреннего покрытия производится в соответствии с требованиями [п. 16](#ПРИЛОЖЕНИЕ16) Таблицы 4. Состояние внутреннего покрытия определяется при визуальном осмотре. Не допускаются истирание и отслоение покрытий, приведших к оголению металла. К дальнейшей эксплуатации допускаются НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) с незначительными потертостями, не повлекшими оголение металла. Допускается наличие поверхностных трещин на покрытии без отслоения от металла. НКТ, имеющие недопустимые дефекты покрытия согласно п. 16 Таблицы 4, должны быть отправлены на ремонт.
    3. Отбраковка по Состоянию муфт (наличие интенсивного износа муфт, раковин, рисок, трещин, плен, замятий, расслоений, песочин) производится в соответствии с требованиями п. 16 Таблицы 4. Состояние муфт контролируется визуально и при помощи штангенциркуля. При наличии механического износа наружной поверхности муфт, допускаемые наружные диаметры должны быть не менее, указанных в п. 13 Таблицы 4. При нарушении целостности тела муфты (трещины, прогар, коррозионное разрушение и т.д.) НКТ вместе с муфтой подлежит отправке на ТИП. Допустимые глубины раковин, рисок и трещин в муфтах приведены в п. 13 Таблицы 4. Измерения наружного диаметра, глубина раковин, рисок и трещин муфт производятся штангенциркулем. Допускается равномерный износ наружной поверхности муфты, износ эксцентричного типа не допускается. Муфты с недопустимыми глубинами раковин, рисок и трещин и сверхнормативным износом комплектуются отдельно по типоразмеру, марке материала (классу) и предъявляются, представителям КВОС, по оценке технического состояния объектов и оборудования. При недовороте муфты при сборке резьбового соединения (муфта-ниппель), невозможности свинчивания муфты НКТ вместе с муфтой подлежит отправке на ТИП. НКТ с двумя муфтами или технологическими ЭТК (переводниками, патрубками и др.) перед передачей НКТ на ремонт отправляются на отрезку одного из соединений.
    4. Отбраковка по длине без дефектной серединной части НКТ менее 7,0 м производится в соответствии с требованиями п. 16 Таблицы 4. При этом НКТ устанавливается на направляющие для возможности ее прокрутки и осмотра по всей наружной поверхности и измерения длины бездефектной части металлической рулеткой. При длине бездефектной серединной части НКТ менее 7,0 м – производится складирование для дальнейшего предъявления КВОС. При искривлении в двух и более плоскостях при длине «прямых» участков тела НКТ более 7 м и при наличии недопустимых (для дальнейшей эксплуатации без ремонта) дефектов НКТ должны быть отправлены в ремонт.
    5. Аварийные (полетные) НКТ без искривления тела НКТ, а также без дефектов поверхности тела НКТ, выводящих толщину стенки за минимально допустимые значения в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» подлежат отправке на ремонт.
    6. По результатам оценки технического состояния НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ), признанные бездефектными, а также НКТ (в т.ч. патрубки и переводники НКТ) с дефектами допустимой величины, признаются годными к дальнейшей эксплуатации, складируются на раскатном стеллаже для проведения операции подготовки НКТ, подлежат хранению на ТИП и передаются для дальнейшей эксплуатации по заявкам заказчика. Подготовка НКТ к дальнейшей эксплуатации (нанесение резьбоуплотнительной смазки, установка предохранительных деталей, увязка и т.п.) должна проводится с обязательным выполнением требований установленных в настоящих Типовых требованиях.
    7. НКТ по результатам технической оценки признаны не годными к дальнейшей эксплуатации (ремонтопригодными) направляются на ремонтное предприятие для проведения полного цикла ремонта в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубно-инструментальных площадок».
    8. Цикл ремонта НКТ с различным типом исполнения выполнен в порядке и последовательности с блоками 5.1 и 5.2 [п. 23](#ПРИЛОЖЕНИЕ26) Таблицы 4.
    9. По результатам эксплуатации НКТ, ЭТК, Технологическая служба ОГ, Служба по КРиЭО ОГ проводят формирование регламентной отчетности по показателям работы НКТ на фондах скважин ОГ в соответствии с п. 1, 12, 21, 27, Таблицы 4. Срок предоставления регламентной отчетности – ежеквартально. Формирование регламентной отчетности осуществляется в ИС «Мехфонд», ИС «Подвески».

1. **ПРОВЕДЕНИЕ РАССЛЕДОВАНИЯ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ АВАРИИ С НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ ТРУБНЫХ КОЛОНН**

Главный инженер ОГ является ответственным за процедуру проведения расследования обстоятельств аварии с НКТ и ЭТК. В процессе организации проведения расследования обстоятельств аварий с НКТ и ЭТК участвуют:

* Служба ДНГ ОГ, которая является ответственной за предоставление информации касаемо нефтяного и газового фонда;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной за предоставление информации касаемо фонда ППД;
* Служба по КРиЭО ОГ, которая является ответственной за отбор образцов и информацию о качестве проведения ремонта НКТ;
* Служба ТКРС ОГ, которая является ответственной за предоставление информации о ТКРС;
* Технологическая служба ОГ, которая является ответственной за предоставление информации о скважине.
  1. Под аварией с колонной НКТ следует понимать – обрыв, расчленение, разрушение труб и элементов колонны НКТ, приведшее к нарушению технологического процесса (режима работы) в скважине, для восстановления которого требуется проведение специальных работ. В отчетности ОГ отражаются все аварии с колонной НКТ, вне зависимости от времени, затраченного на ликвидацию данной аварии.
  2. Началом аварии с колонной НКТ или ее элементами (патрубки, переводники и т.д.) считается момент ее обнаружения, окончанием – момент восстановления нормального технологического режима работы или принятия решения о прекращении ликвидации аварии.
  3. Все аварии с колонной НКТ регистрируются для анализа их причин и выработки мероприятий по предупреждению аварий.
  4. Авария с колонной НКТ в скважине, происшедшая в период ликвидации ранее возникшей аварии, также регистрируется Технологической службой ОГ. Время на ее ликвидацию суммируется со временем на ликвидацию первоначально возникшей аварии. Такой порядок учета распространяется также на случаи второй и последующих аварий, возникших при ликвидации первой.
  5. 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» по форме Приложения 5 к Положению Компании № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше», на основании составленных актов расследования аварий.
  6. Акт расследования аварии с НКТ составляется в соответствии с Положением Компании   
     № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше».

В Акт расследования аварии с НКТ должны войти сведения, указанные в п. 8.6 настоящих Типовых требований, а 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, марку стали, номер плавки, номер партии, дата выпуска;
* дата получения НКТ (муфт, переводников, патрубков) Службой МТО ОГ 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 службы МТО. При необходимости работник Службы МТО ОГ направляет официальный запрос на Завод-изготовитель о необходимости вызова представителя.
  1. Информация для расследования причин в зависимости от вида аварии:
* нарушение колонн в резьбовых соединениях ниппеля и муфты:
* при какой операции произошла авария;
* вес оборвавшейся части колонны;
* наличие и величины затяжек и посадок при подъеме и спуске;
* как и чем проводилось свинчивание резьбовых соединений;
* способ контроля усилия свинчивания (момента);
* какой спускоподъемный инструмент использовался (тип ключей, элеваторов (клиньев), способ центрирования при свинчивании и т.п.);
* место выхода резьбы – заводское навинчивание, свинчивание на скважине;
* кривизна ствола скважины в месте нахождения аварийного соединения и др.;
* разрушение НКТ по основному телу:
* давление гидроиспытания НКТ;
* проверочный расчет возможных внутренних избыточных давлений при гидроразрыве пласта, спуске, промывке, установке цементного моста;
* коэффициенты запаса прочности;
* влияние ОФ;
* смятие колонны НКТ:
* конструкция скважины;
* при какой операции произошло смятие;
* по какой методике производился расчет колонн;
* давление гидроиспытания НКТ;
* анализ возможных причин смятия колонны;
* результаты замера износа НКТ из-за истирания штангами;
* аварии, вызванные водородной хрупкостью:
* анализ среды, в которой находилась колонна;
* время нахождения колонны НКТ в среде, содержащей сероводород;
* величины расчетных напряжений в аварийном узле;
* разрушение НКТ в месте работы клиньев:
* тип клиньев;
* тип (размер) плашек («сухарей») клиньев;
* вес колонны, находившейся в клиньях;
* диаметр НКТ в месте посадки на клинья;
* толщина стенки НКТ.
  1. Перечень обязательной сопроводительной документации и необходимых сведений, предоставляемых в независимую специализированную организацию для проведения исследования и подготовки заключения о причине разрушения аварийных образцов (часть тела дефектной НКТ (патрубка, переводника), отобранная для проведения металлографических, мерительных, силовых и других измерений с целью получения экспертного заключения):
* письмо на имя руководителя независимой специализированной организации, с указанием цели исследования и согласием потребителя оплатить расходы на проведение экспертизы;
* копия акта расследования аварии на скважине;
* копия сертификата на аварийное изделие;
* копия индикаторной диаграммы в день аварии с расшифровкой производимых работ;
* тарировочная таблица индикатора веса с указанием даты и организации, осуществляющей проверку индикатора;
* данные инклинометрии и кавернометрии ствола скважины;
* результаты проверки качества изделия (если они проводились) до спуска в скважину (калибровка, гидроопрессовка, дефектоскопия, внешний осмотр и т.д.) с указанием использованных средств контроля, даты и организаций, осуществляющих их проверку;
* фотографии аварийных НКТ до момента отрезки образца;
* компоновка колонны;
* время и затраты на ликвидацию аварии;
* наличие осложнений при проведении работ (наличие затяжек и посадок инструмента);
* тип и марка инструмента, которым производилось свинчивание соединений, какой спускоподъемный инструмент использовался (тип ключей, элеваторов, моментомеров с указанием даты и организации, производившей проверку моментомера и т.д.);
* расчет колонны НКТ и документ, регламентирующий методику расчета;
* копия акта отбора образцов.
  1. Отрезка образцов от аварийных НКТ производится механическим или огневым способом по размерам, сохраняющим по возможности заводскую маркировку.

На отобранные образцы составляется акт отбора образцов (в произвольной форме) для отправки их на техническую экспертизу в независимую лабораторию. Трехсторонний акт подписывается представителям участвующими в расследовании.

* 1. На каждом образце должно быть металлическое клеймение, означающее номер образца и номер скважины. В случае, когда заводская маркировка не попадает на образец, она должна быть зафиксирована в акте отбора образцов и на образец нанесено идентификационное обозначение.
  2. Отобранные образцы упаковываются, опечатываются и снабжаются этикетками с указанием номера образца, подписанными лицами, участвующими в отборе.

В акте отбора образцов дается расшифровка клеймения, нанесенного на образец, и указываются: номер нормативного документа, в соответствии с которыми изготовлено изделие, заводской номер, номер плавки, номер сертификата, дата изготовления, наименование Завода-изготовителя (поставщика).

Контроль за отбором образцов осуществляет Служба по КРиЭО ОГ.

Отобранные образцы направляются в независимую сертифицированную лабораторию, имеющую аккредитацию на проведение работ по испытанию и исследованию образцов НКТ, где проводятся испытания на образцах в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 7565-81 (ИСО 377-2-89) «Чугун, сталь и сплавы. Метод отбора проб для определения химического состава», Межгосударственным стандартом ГОСТ 10006-80 (ISO 6892-84) «Трубы металлические. Метод испытания на растяжение», Межгосударственным стандартом ГОСТ 8695-2022 (ISO 8492:2013) «Трубы металлические. Метод испытания на сплющивание», Межгосударственным стандартом ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики» или ASTM E 23 «Стандартные методы испытаний металлических материалов на удар при использовании образцов с надрезом», ASTM E 112 «Стандартные методы определения среднего размера зерна», Национальным стандартом ГОСТ Р ИСО 643-2015 «Сталь. Металлографическое определение наблюдаемого размера зерна», ANSI/NACE TM0177:2005 «Лабораторные испытания металлов на стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением при температуре окружающей среды в сероводородсодержащей среде», Международным стандартом ISO 6892-1:2019 «Материалы металлические. Испытания на растяжение. Часть 1. Метод испытания при комнатной температуре».

В лаборатории определяется:

* наличие вмятин на трубе и резьбовых соединениях;
* дефекты, которые возможно обнаружить визуально;
* химический состав металлов;
* механические свойства металлов вблизи и вдали от зоны разрушения;
* геометрические размеры трубы, муфты (замка);
* геометрические размеры резьбы;
* влияние ОФ на процесс потери металла.

В заключении по результатам исследования образцов в лаборатории указывается:

* соответствие качественных показателей материала НКТ и их соединений требованиям нормативных документов, по которым изготовлена и поставлена данная продукция;
* соответствие геометрических размеров изделий и резьбы требованиям нормативных документов;
* причина разрушения;
* определение скорости потери металла, мм/год.

Срок представления заключения – до одного месяца (30 рабочих дней) в зависимости от сложности исследований и объема работ, которые необходимо произвести. Началом исследований считается дата получения всех требуемых материалов.

Заключение составляется в пяти экземплярах и передается участникам расследования.

При повторном и последующих случаях установления виновника отказа аварии по узлу НКТ, расследованных на ДК по причине ОФ, указанных в разделе 8 настоящих Типовых требований, производится отбор образцов с НКТ и отправка для проведения исследований в соответствии с п. 8.9 настоящих Типовых требований.

1. **ТРЕБОВАНИЯ К УЧЕТУ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**
   * 1. При партионном методе учета – партия погружного оборудования должна быть одного сортамента (марки, типоразмера), приобретенная в одном месяце по одной цене, состав (виды) погружного оборудования, подлежащего партионному учету (НКТ, протектор для НКТ, насосная штанга).
     2. МОЛ, за которыми числится погружное оборудование, ведет его оперативный учет в количественном выражении без привязки к инвентарному объекту основных средств. Оперативный учет НКТ ведется в штуках, м и тоннах с указанием типоразмера НКТ и местоположения (в скважинах, в ремонте, на ТИП и на складах).
     3. Ежемесячно, до 10-го числа месяца, следующего за отчетным, Технологическая служба ОГ, производит сверку оперативного учета в ИС «Подвески НКТ» с данными бухгалтерского учета объектов основных средств НКТ. Данные об остатках НКТ, на начало и конец отчетного периода (период, в который были произведены услуги по ремонту и обслуживанию НКТ, согласно датам, на сертификатах качества либо на маркировке НКТ) в бухгалтерском учете объектов основных средств должны соответствовать данным оперативного учета о движении НКТ. Результаты фиксируются в акте сверки оперативного и бухгалтерского учета по форме, утвержденной ОГ. В ЛНД ОГ в области учета основных средств могут быть установлены иные сроки сверки.
2. **УЧЕТ НАЛИЧИЯ, ДВИЖЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ   
   НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБНЫХ КОЛОНН**

Технологическая служба ОГ является ответственной за учет наличия, движения, эксплуатации НКТ, ЭТК. В процессе организации учета наличия, движения, эксплуатации НКТ, ЭТК участвуют:

* Служба по КРиЭО ОГ, которая является ответственной за контроль и полноту занесения информации в ИС «Подвески 3,0»;
* Служба ДНГ ОГ, которая является ответственной за занесения информации в ИС «Подвески 3,0» на нефтяном и газовом фонде скважин;
* Служба ППД ОГ, которая является ответственной за занесения информации в ИС «Подвески 3,0» на фонде скважин ППД.
  1. **СВЕДЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «ПОДВЕСКИ   
     НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ»**

ИС предназначена для ведения учета движения и эксплуатации НКТ, насосной штанги, протекторов крепления кабеля, учета ремонта НКТ и формирования первичной, оперативной и аналитической отчетности.

* 1. **ПОРЯДОК СПИСАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**
     1. Документы (дефектные ведомости, акты списания по форме, установленной в ОГ) по отбраковке НКТ, не пригодных к дальнейшей эксплуатации, готовит Технологическая служба ОГ.
     2. На основании дефектных ведомостей и актов списания формируется акт технического заключения (по форме, установленной в ОГ) о непригодности НКТ к дальнейшей эксплуатации, проводится контрольное взвешивание для определения фактического веса и подписывается членами комиссии, назначенными распорядительным документом утвержденным главным инженером в ОГ. В ИС «Подвески НКТ» отбракованные НКТ относятся к категории (лом, отходы стальные 5А).
     3. На основании акта технического заключения о непригодности НКТ по форме, установленной в ОГ, МОЛ ОГ, производит оформление документов на списание НКТ.
     4. Далее пакет документов предоставляется на рассмотрение и утверждение работникам КВОС или КВТМЦ утвержденной главным инженером ОГ, по движению и списанию основных средств назначенной распорядительным документом по ОГ.
     5. После подписания документов, указанных в пункте 9.2.1 настоящих Типовых требований, МОЛ ОГ, не позднее последнего числа отчетного месяца, передает комплект документов в ОЦО с подписанием реестра передачи.
     6. Списанные НКТ должны храниться на отдельных стеллажах, с указанием количества в штуках, м, тоннах.

1. **ССЫЛКИ**
2. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
3. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO/IEC 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO 13678-2022 «Трубы обсадные,   
   насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок».
5. Межгосударственный стандарт ГОСТ 9.014-78 «Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования».
6. Межгосударственный стандарт ГОСТ 9.302-88 (ИСО 1463-82, ИСО 2064-80,   
   ИСО 2106-82, ИСО 2128-76, ИСО 2177-85, ИСО 2178-82, ИСО 2360-82, ИСО 2361-82, ИСО 2819-80, ИСО 3497-76, ИСО 3543-81, ИСО 3613-80, ИСО 3882-86, ИСО 3892-80, ИСО 4516-80, ИСО 4518-80, ИСО 4522-1-85, ИСО 4522-2-85, ИСО 4524-1-85,   
   ИСО 4524-3-85, ИСО 4524-5-85, ИСО 8401-86) «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Методы контроля».
7. Межгосударственный стандарт ГОСТ 26.008-85 «Шрифты для надписей, наносимых методом гравирования. Исполнительные размеры».
8. Межгосударственный стандарт ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».
9. Государственный стандарт ГОСТ 2930-62\* «Приборы измерительные. Шрифты и знаки».
10. Межгосударственный стандарт ГОСТ 10692-2015 «Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение».
11. Межгосударственный стандарт ГОСТ 15846-2002 «Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».
12. Национальный стандарт ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».
13. Межгосударственный стандарт ГОСТ 23979-2018 «Переводники для обсадных и насосно-компрессорных колонн. Технические условия».
14. Государственный стандарт ГОСТ 18338-73\* «Тара производственная и стеллажи. Термины и определения».
15. Межгосударственный стандарт ГОСТ 8695-2022 (ISO 8492:2013) «Трубы металлические. Метод испытания на сплющивание».
16. Межгосударственный стандарт ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики».
17. Межгосударственный стандарт ГОСТ 10006-80 (ISO 6892-84) «Трубы металлические. Метод испытания на растяжение».
18. Межгосударственный стандарт ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по обслуживанию».
19. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) «Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия».
20. Национальный стандарт ГОСТ Р 58346-2019 «Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности. Общие технические требования».
21. Национальный стандарт ГОСТ Р ИСО 643-2015 «Сталь. Металлографическое определение наблюдаемого размера зерна».
22. Межгосударственный стандарт ГОСТ 7565-81 (ИСО 377-2-89) «Чугун, сталь и сплавы. Метод отбора проб для определения химического состава».
23. «Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству», утвержденная постановлением Госарбитража СССР от 15.06.1965 № П-6.
24. «Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству», утвержденная постановлением Госарбитража СССР от 25.04.1966 № П-7.
25. Санитарные правила и нормативы СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)».
26. Руководящий документ РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации   
    насосно-компрессорных труб».
27. Руководящий документ РД 39-2-1247-85 «Инструкция о порядке учета, перевода в другие области назначения и использования бурильных, обсадных и   
    насосно-компрессорных труб, отбракованных при подготовке к эксплуатации».
28. ANSI/NACE TM0177:2005 «Лабораторные испытания металлов на стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением при температуре окружающей среды в сероводородсодержащей среде».
29. ASTM E 23 «Стандартные методы испытаний металлических материалов на удар при использовании образцов с надрезом».
30. ASTM E 112 «Стандартные методы определения среднего размера зерна».
31. API 5CТ «Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания».
32. Международный стандарт ISO 6892-1:2019 «Материалы металлические. Испытания на растяжение. Часть 1. Метод испытания при комнатной температуре».
33. Стандарт Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».
34. Типовые требования Компании № П1-01.05 Р-0146 «Ремонт насосно-компрессорных труб и обслуживание трубно-инструментальных площадок».
35. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0473 «Расследование отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин».
36. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».
37. Положение Компании № П2-05.01 Р-0493 «Расследование аварий и осложнений при текущем и капитальном ремонте скважин на суше».
38. Единые технические требования Компании № П1-01.05 М-0005 «Технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».
39. Технологический регламент Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».
40. **ПРИЛОЖЕНИЯ**

Таблица 3

**Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| 1 | Формы и материалы | Включено в настоящий документ |
| 2 | Программа опытно-промышленных испытаний | Приложено отдельно на 21 странице |
| 3 | Заключение по экспертизе результатов лабораторных испытаний внутреннего защитного покрытия образцов насосно-компрессорных труб | Приложено отдельно на 11 страницах |
| 4 | Методика испытаний защитных покрытий на способность предотвращения осаждения  асфальто-смолопарафиновых отложений на  насосно-компрессорных трубах | Приложено отдельно на 16 страницах |
| 5 | Требования к лабораторным испытаниям | Приложено отдельно на 39 страницах |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМЫ И МАТЕРИАЛЫ**

Таблица 4

**Перечень форм и материалов к Типовым требованиям Компании**

| **НОМЕР** | **НАИМЕНОВАНИЕ ФОРМ И МАТЕРИАЛОВ** |
| --- | --- |
| **1** | **2** |
| 1 | Показатели работы насосно-компрессорных труб на нагнетательном фонде скважин |
| 2 | Технические требования к защитным системам покрытий насосно-компрессорных труб и муфт |
| 3 | Технические требования к размерам оправок насосно-компрессорных труб и насосно-компрессорных труб с внутренним покрытием |
| 4 | Технические требования к контролю резьбы насосно-компрессорных труб и муфт |
| 5 | Форма журнала осмотра грузозахватных приспособлений, стеллажей и тары |
| 6 | Форма паспорта подвески насосно-компрессорных труб |
| 7 | Технические требования к моментам свинчивания гладких насосно-компрессорных труб |
| 8 | Резьбоуплотнительные смазки и область применения |
| 9 | Форма акта о замере насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину |
| 10 | Форма акта расхождения поднятых насосно-компрессорных труб |
| 11 | Форма акта предварительной отбраковки насосно-компрессорных труб патрубков и переводников насосно-компрессорных труб при текущем (капитальном) ремонте скважин |
| 12 | Форма отчетности показатели работы насосно-компрессорных труб на прочем фонде скважин |
| 13 | Технические требования к допустимой величине глубины раковин, рисок, на муфтах |
| 14 | Технические требования к схеме измерения кривизны насосно-компрессорных труб на трубной инструментальной площадке с использованием прямолинейных шаблонов и круглых щупов |
| 15 | Форма акта отбраковки насосно-компрессорных труб на трубной инструментальной площадке |
| 16 | Перечень браковочных критериев насосно-компрессорных труб, патрубков и переводников насосно-компрессорных труб при проведении текущего (капитального) ремонта скважин и визуально-инструментального контроля на трубной инструментальной площадке |
| 17 | Форма бирок на насосно-компрессорных трубах |
| 18 | Форма баланса учета насосно-компрессорных труб |
| 19 | Схема занесения информации в ИС «Подвески НКТ» |
| 20 | Форма акта входного контроля |
| 21 | Форма отчетности показатели работы насосно-компрессорных труб на водозаборном фонде скважин |
| 22 | Форма расчета среднего ресурса насосно-компрессорных труб |
| 23 | Блок-схема движения насосно-компрессорных труб |
| 24 | Основные критерии оценки технического состояния по отбраковке  насосно-компрессорных труб (патрубков, переводников и т.д.) – в окончательный брак на устье скважины при текущем (капитальном) ремонте скважин и  визуально-инструментальном контроле на трубной инструментальной площадке |
| 25 | Реализация унифицированной формы баланса насосно-компрессорных труб |
| 26 | Показатели работы насосно-компрессорных труб на фонде скважин (общие данные) |
| 27 | Показатели работы насосно-компрессорных труб на нефтяном фонде скважин |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПРОГРАММА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЭКСПЕРТИЗЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ВНУТРЕННЕГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ОБРАЗЦОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СПОСОБНОСТЬ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСАЖДЕНИЯ   
АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА   
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ТРЕБОВАНИЯ К ЛАБОРАТОРНЫМ ИСПЫТАНИЯМ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**