

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный  
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и машиностроения имени А Буркитбаева

Кафедра «Технологические машины и оборудование»

Кудайбергенов Рахат Талгатұлы

Тема: Разработка технологического процесса дефектации НКТ с элементами  
автоматизации

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

6В07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный  
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и машиностроения имени А Буркитбаева

Кафедра «Технологические машины и оборудование»



**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой ТМиО

канд.техн.наук,

Б.З.Калиев

«08» 06 2024 г.

**Дипломный проект**

на тему: «Разработка технологического процесса дефектации НКТ  
с элементами автоматизации»

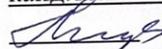
6В07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

Выполнил:

Кұдайбергенов Р.Т

Рецензент

канд.техн.наук, доцент

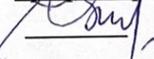
 Мусабекoв Р.А.

06.06.2024

Научный руководитель

канд.техн.наук, ассоц.

профессор

 Калиев Б.З.

08.06.2024

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный  
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и машиностроения имени А Буркитбаева

Кафедра «Технологические машины и оборудование»

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, ассоц. профессор  
Ескулов С.С.  
«05» 12 2023г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающемуся: Құдайбергенов Рахат Талғатұлы

Тема: «Разработка технологического процесса дефектации НКТ  
с элементами автоматизации»

Утверждена приказом ректора Университета №548-п/о от 4 декабря 2023 года

Срок сдачи законченной работы «10» мая 2024 года.

Исходные данные к дипломному проекту: Насосно-компрессорная труба

Краткое содержание дипломной работы:

- 1) Техническая часть – Обзор видов, классификации и технических характеристик НКТ. Обзор частых дефектов при эксплуатации НКТ.
- 2) Специальная часть – Разработка дефектоскопии НКТ с применением автоматизации
- 3) Расчетная часть – Прочностной расчет соединения НКТ
- 4) Графическая часть – общий вид НКТ, Планировка цеха по ремонту НКТ, чертеж автоматизированной линии дефектоскопии НКТ, общий вид гидроиспытательного стенда, детализовка гидроиспытательного стенда.

Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований

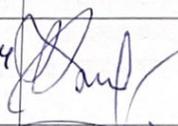
## ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

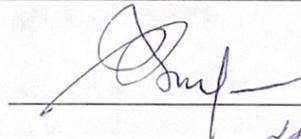
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Техническая часть	07.03.2024	
Спец.часть	26.03.2024	
Расчетная часть	29.04.2024	
Графическая часть	06.06.2024	

## Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Разделы дипломного проекта	Калиев Б.З., к.т.н., ассоц профессор	03.06.2024	
Нормоконтролер	Сарыбаев Е.Е., старший преподаватель	06.06.2024	

Научный руководитель



/ Калиев Б.З./

Задание принял к исполнению обучающийся



/Кудайбергенов Р.Т./

Дата « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ - \_\_\_ 2024 г.

## **АНДАТПА**

Бұл дипломдық жобада құбырлардың мақсаты, жіктелуі, техникалық сипаттамалары, конструкциясы және қолданылуы қарастырылады. Жұмыс кезінде түтіктердің мерзімінен бұрын бұзылуы мәселесіне басты назар аударылады, оның себептері бұрандалы қосылымдағы әртүрлі ақаулар және коррозияның пайда болуы болып табылады. Жұмыста түтік ақауларын және олардың себептерін анықтау үшін бұзылмайтын бақылаудың бірнеше түрі қарастырылады. Ақауларды іздеу және жөндеу әдісін анықтау тиімділігін арттыру мақсатында магниттік индукциялық қондырғыны қолдану арқылы ақауларды анықтау процесін автоматтандыру ұсынылады.

## **АННОТАЦИЯ**

В данной дипломном проекте рассматривается назначение, классификация, технические характеристики, устройство и применение насосно-компрессорных труб (НКТ). Основное внимание уделяется проблеме преждевременного разрушения НКТ при эксплуатации, причинами которого являются различные виды дефектов резьбового соединения и появление коррозии. В работе рассмотрены несколько видов неразрушающего контроля по определению дефектов НКТ и их причины возникновения. Предложено автоматизация процесса дефектоскопии с использованием магнитно-индукционной установки, с целью увеличения эффективности поиска дефектов и определения способа ремонта.

## **ANNOTATION**

This thesis examines the purpose, classification, technical characteristics, design and use of tubing. The main attention is paid to the problem of premature destruction of tubing during operation, the causes of which are various types of defects in the threaded connection and the appearance of corrosion. The work discusses several types of non-destructive testing to determine tubing defects and their causes. Automation of the flaw detection process using a magnetic induction installation is proposed in order to increase the efficiency of searching for defects and determining the repair method.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Техническая часть	7
1.1 Назначение и техническая характеристика НКТ	7
1.2 Насосно-компрессорная трубы и их классификации	8
1.3 Устройство и применение НКТ	10
1.4 Характерные отказы НКТ	13
1.5 Частые виды дефектов насосно – компрессорных труб	14
1.6 Анализ коррозионного разрушения насосно – компрессорных труб	26
1.8 Традиционная технология ремонта насосно – компрессорных труб	33
2 Специальная часть	36
2.1 Дефектоскопия НКТ с применением автоматизации	36
2.3 Технологический процесс ремонта насосно – компрессорных труб	38
3 Расчетная часть	41
3.1 Расчет НКТ на страгивающую нагрузку	41
3.2 Расчет на определение максимальной нагрузки	42
Заключение	45
Список использованной литературы	46

## ВВЕДЕНИЕ

Данный дипломный проект посвящен разработке технологического процесса дефектации насосно-компрессорных труб с элементами автоматизации. Дипломный проект обеспечивает быстроту, точность и высокую эффективность проведения дефектоскопии.

Насосно-компрессорные трубы являются составной частью колонны, спускаемой в скважину для добычи нефти и газа из продуктового слоя, а также проведения внутрискважинных технологических операций. Формирование колонны происходит за счет соединения резьбовых соединений НКТ между собой муфтами.

Современные насосно-компрессорные трубы требуют частых проведения ремонтных операции из-за возникновении дефектов при эксплуатации в агрессивной среде. Они подвергаются к значительным механическим нагрузкам из-за которых появляются дефекты на поверхности резьбового соединения, а так же появляются коррозии. Различные виды дефектов снижают срок эксплуатации НКТ в нефтяной отрасли и становятся частыми причинами аварии на месторождении.

Анализ статистики аварий в нетедобывающей промышленности показывает что значительная часть отказов оборудования связана именно с разрушением насосно-компрессорных труб. При этом затраты на ликвидацию последствий коррозионных повреждений могут достигать немалых значений, что увеличивает себестоимость добычи нефти и газа.

Данная работа содержит информацию о частых дефектах НКТ и их причины возникновения. Приведены изветные методы проведения дефектоскопии.

*Цель:* Разработка технологического процесса дефектации насосно-компрессорных труб с элементами автоматизации.

*Задачи:*

- 1) Изучить виды проведения дефектоскопии и подобрать подходящий метод.
- 2) На основе полученных данных разработать технологический процесс дефектации.

## 1 Техническая часть

### 1.1 Назначение и техническая характеристика НКТ

Для того что бы добывать жидкость в нефтегазовых месторождениях используют насосно-компрессорные трубы (рисунок 1). НКТ также используется в процессе ремонтных и спускоподъемных работ.



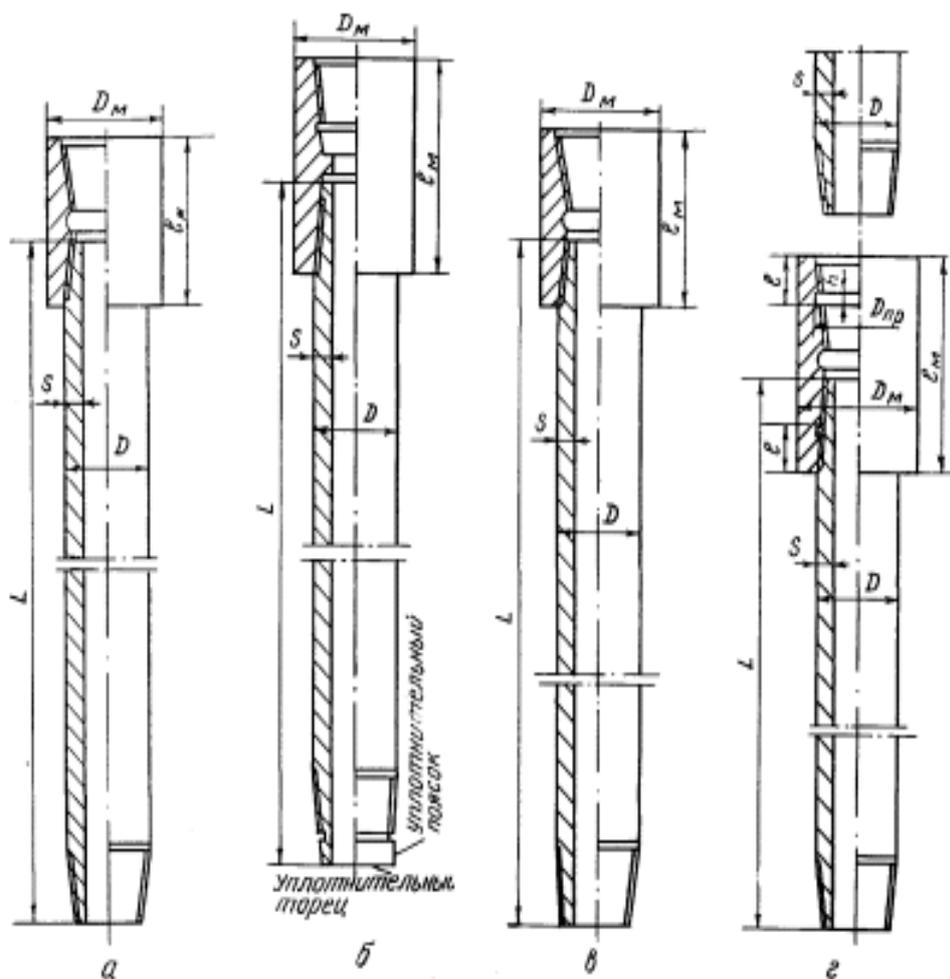
Рисунок 1 – Насосно - компрессорные трубы

НКТ применяются:

- при добыче газа, газового конденсата и нефти;
- при утилизации пластовых вод;
- при поддержании пластового давления;
- при текущем ремонте и КРС.

Насосно-компрессорные трубы соединяются с помощью резьбовых соединений. Эти соединения обеспечивают:

- герметичность соединения при разных нагрузках.
- в участках с интенсивной кривизной они обеспечивают проходимость колонн.
- они отличаются тем что имеют высокие износостойкие характеристики.



*а –резьбой треугольного типа; б –резьбой трапецидального типа; в – с резьбой треугольного типа со стойкостью к холоду; г –с резьбой треугольного типа с полимерным уплотнительным узлом*

Рисунок 2 – НКТ муфтовые гладкие

## 1.2 Насосно-компрессорная трубы и их классификации

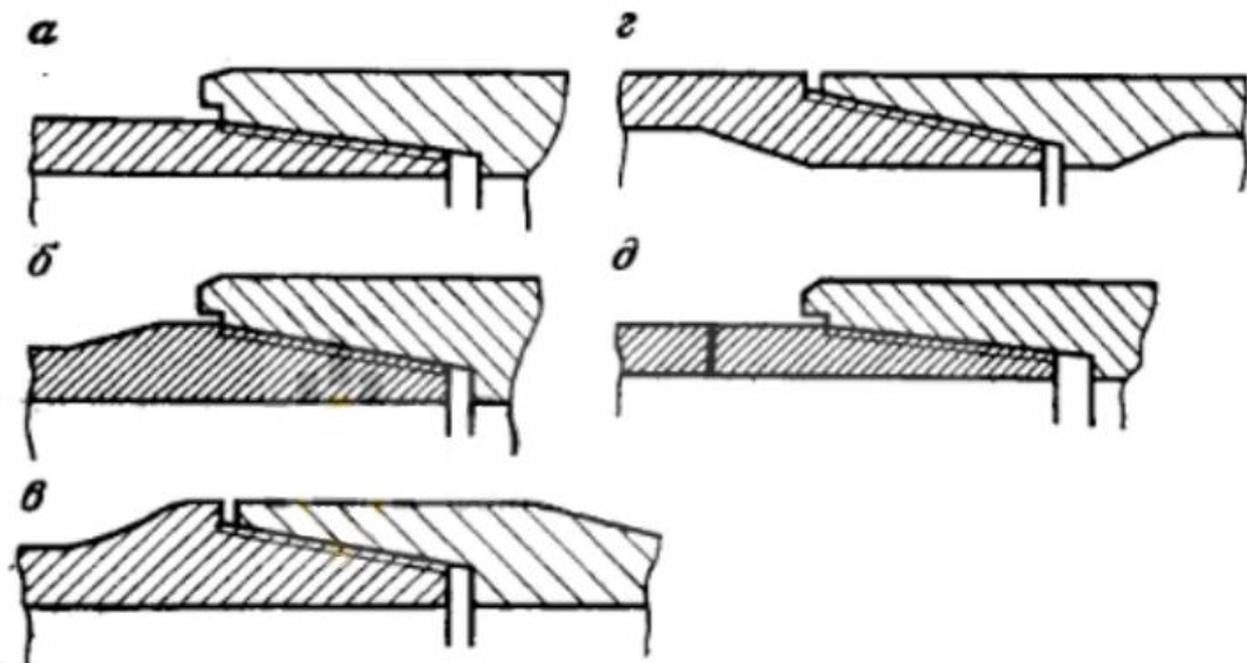
В нефтяной отрасли насосно – компрессорный трубы классифицируются по следующим признакам:

- материалу они отличаются как металлические и не металлические;
- способы соединения бывают неразборные и разборные;
- соединения отличаются как муфтовые, безмуфтовые, высаживаемые наружу;
- по типу металла изготавливаются из стали и легкого сплава;
- по типу неметаллического материала бывают из полимера, композита, стекловолоконные;
- Вид муфты – гладкие концы, посадка наружу, приварные концы;

- покрытие – без покрытия, эмалированные, эпоксидированные, остеклованные;

- по виду трубной заготовки – электросварные прямошовные, бесшовные.

Насосно – компрессорные трубы имеют наружную резьбу с обеих сторон, свинчиваются в колонны муфтами.



*а – не равнопрочные муфтовые; б – равнопрочные муфтовые с высадкой наружу; в – равнопрочные безмуфтовые с высадкой наружу; г – равнопрочные безмуфтовые с высадкой внутрь; д – равнопрочные муфтовые с приварными резьбовыми концами*

Рисунок 3 – Схемы типов соединений стальных насосно – компрессорных труб

Расшифровка обозначение насосно – компрессорных труб выглядит следующим образом:

Резьбовые соединения:

- по наружному диаметру бывают от 27 до 114 мм;
- по толщине стенки бывают от 3,5 до 9,52 мм;
- по группе длины труб отличаются R1 и R3;
- по прочности стали бывают Д, Л, М, К, Р, Е;
- типы труб бывают бесшовные;
- по типу конструкции муфт бывают РС, РСС.

Типы резьбовых соединений:

- гладкая труба с треугольной резьбой (НКТ);
- труба с треугольной закругленной резьбой с высаженными концами наружу (НКВ);
- резьба труба с закругленной треугольной резьбой (НКН);

- труба с трапецевидным профилем резьбы (НКМ);
- трубы которые соединяются без муфты (НКБ);
- трубы и муфты с удлиненной резьбой (НКТУ, НКВУ, НКНУ, НКБУ, НКМУ);
- трубы с треугольной резьбой профиля (NU);
- трубы закругленной треугольной резьбой с высаженной наружу концами (EU);
- труба со стандартной муфтой (RC);
- муфты со стандартной фаской специальным типом (RCC).

### 1.3 Устройство и применение НКТ

Насосно-компрессорные трубы по конструкции представляют трубу и муфту которые соединяются между собой резьбовым соединением. Имеются виды НКТ по конструкции отличающиеся отсутствием муфт с высаженными наружу концами.

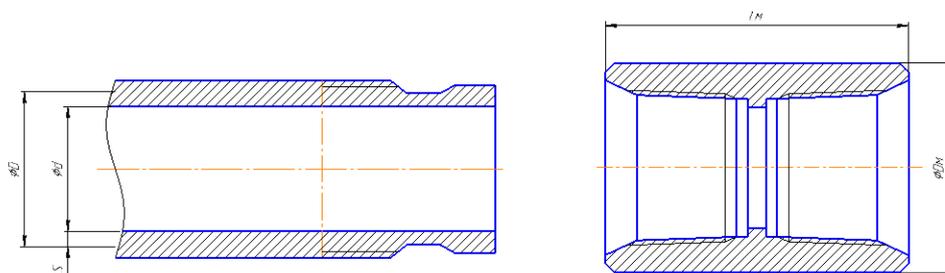


Рисунок 4 – Труба с высокой герметичностью и муфта к ней

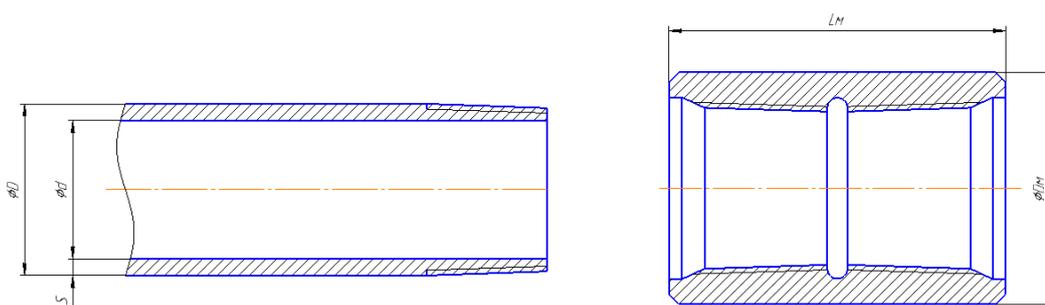


Рисунок 5 – Гладкая НКТ и муфта к ней

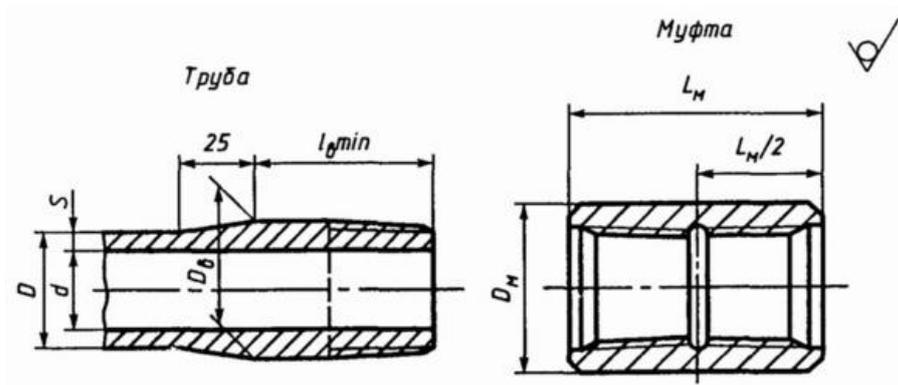


Рисунок 6 – НКТ с высаженными концами наружу и муфта к ней

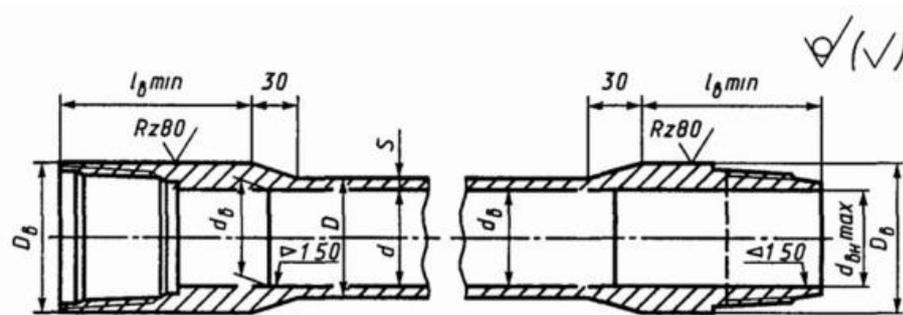


Рисунок 7 – Насосно - компрессорные трубы с высаженными наружу концами и без муфт

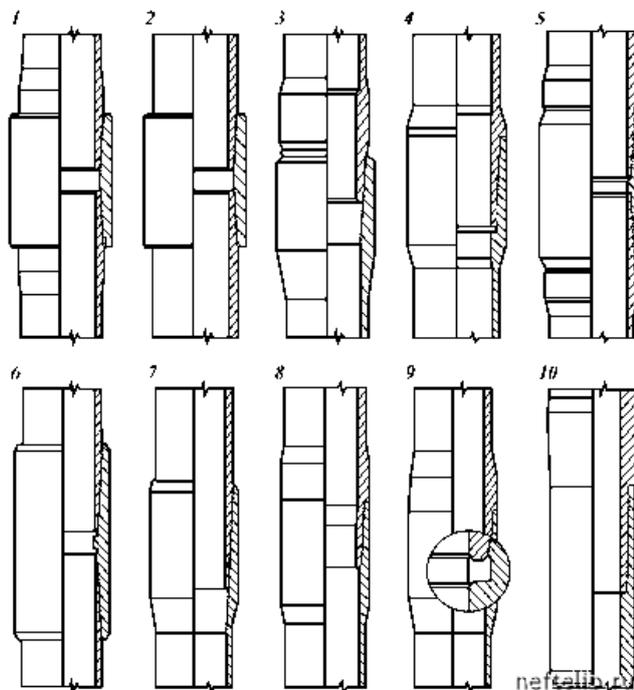


Рисунок 8 – Зарубежные типы соединения НКТ

Насосно-компрессорные трубы широко используются в мировой практике, особенно при штанговом насосе нефтедобычи. Оно охватывает больше 2/3 из всех существующих фондов. Этот метод один из наиболее распространенных и эффективных в нефтегазовой отрасли.

Производство оборудования для штангового насоса в странах СНГ регламентируется стандартами и техническими условиями (станки-качалки, устьевые сальники, НКТ, штанги, скважинные насосы и замковые опоры).

Основной работой штангового насоса является возвратно-поступательные движения при помощи плунжера, подвешенного на штангах. Эти движения обеспечивают подъем добываемой жидкости из скважины на поверхность. Если в добываемой продукции имеются парафины, то тогда на штанге устанавливается скребка, которая очищает внутренние стенки НКТ.

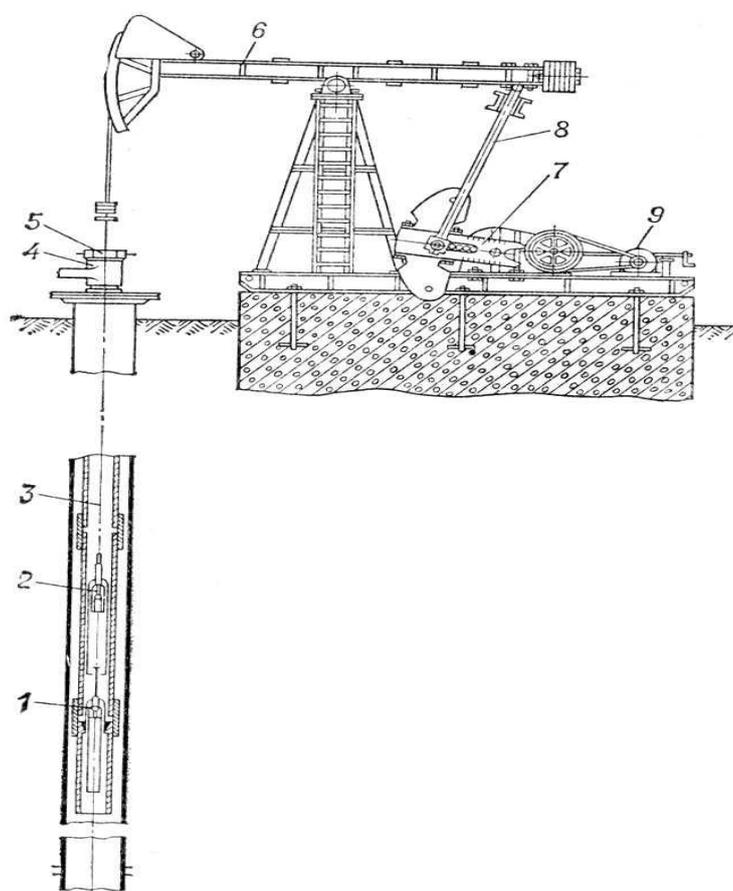


Рисунок 9 – Общий вид УСШН

Установка скважина штанговая насосная состоит из таких частей как станок качалка 1, колонны насосно-компрессорных труб 3, колонны насосных штангов 4, вставной 6 или невставной 7 тип штангового насоса. С помощью замковой опоры вставные насосы крепятся на насосно-компрессорные трубы. Далее насос спускается под добываемую жидкость.

## 1.4 Характерные отказы НКТ

Одной из главных проблем в современной нефтяной отрасли является их жесткие режимы эксплуатации оборудования скважин, трубные колонны, НКТ. При эксплуатации они подвергаются к механическим повреждениям и коррозии, эрозий из-за агрессивной среды.

Современная добыча нефти и газа характеризуется тенденцией к ужесточению режимов работы скважинного оборудования, в том числе трубных стволов. Трубы нефтяного сортамента, а так же НКТ и нефтепроводы часто подвергаются значительному воздействию агрессивных сред и различных механических нагрузок, вызывающих коррозию и коррозию.

Согласно текущим промысловым данным, аварии с насосно-компрессорными трубами (НКТ) составляют до 80% всех отказов скважинного оборудования. Затраты на устранение коррозионных повреждений могут достигать 30,5% от общей стоимости добычи нефти и газа.

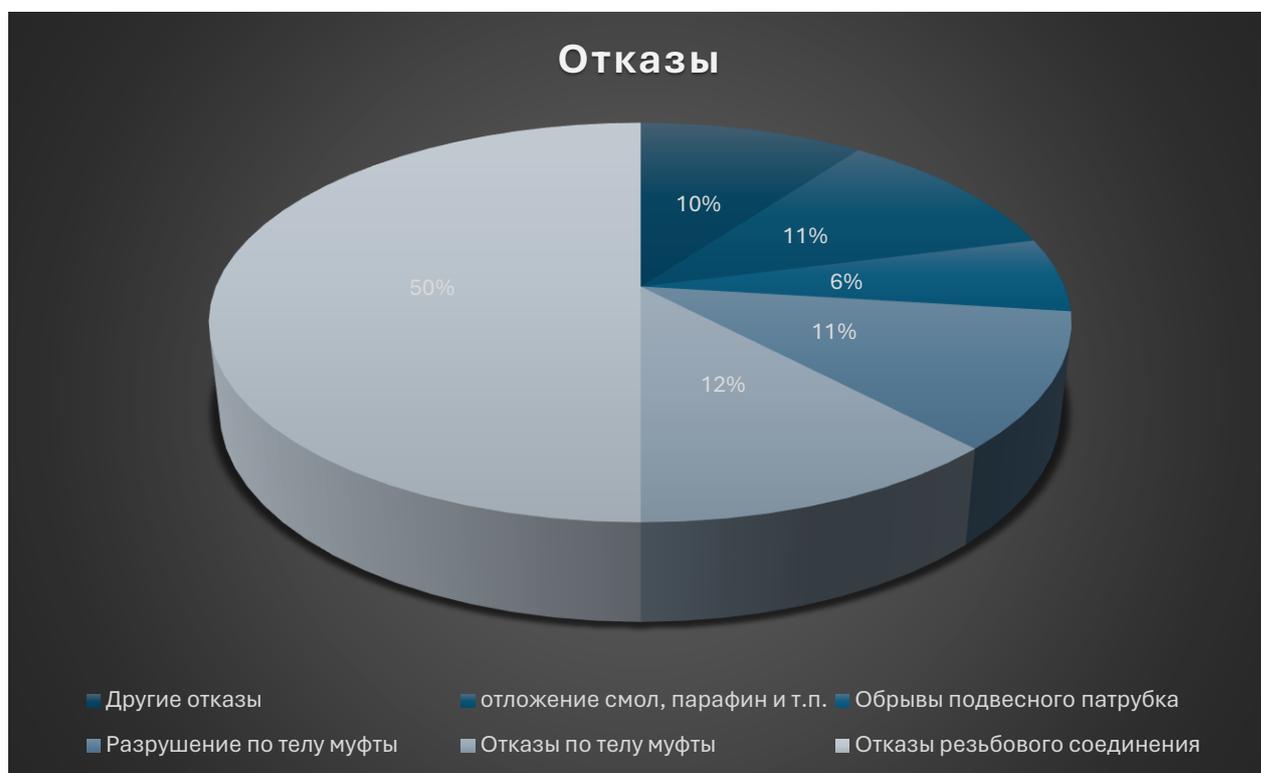


Рисунок 10 – Отказы насосно-компрессорных труб

Главной проблемой является отказы резьбового соединения насосно-компрессорных трубы. Это характеризуется потерей герметичности труб и разрушением тела трубы. Анализ Американского нефтяного института гласит, что аварии на месторождении связано с деформацией резьбовых соединений достигающий 57%. На рисунке 10 показаны виды отказов НКТ и их процентность.

## 1.5 Частые виды дефектов насосно – компрессорных труб

Виды повреждения резьбового соединения при эксплуатации: Смятие витков резьбы ниппеля, задиры на первых витках резьбы муфты, задиры от ключа на теле трубы и следы от задержника на теле муфты, смятие резьбы ниппеля.



Рисунок 11 – Смятие витков резьбы ниппеля

Описание: Такие дефекты проявляются из-за смятия витков резьбы. Они начинаются от заходной фаски ниппеля и характеризуются различными протяженностями.

Причина:

- из-за того что не сделали предварительное свинчивание вручную, который обеспечивает заход резьбы ниппеля в резьбу муфты;
- свинчивание было проведено с перекосом;
- не был подобран предварительный крутящий момент;
- усилия свинчивания превышают предел текучести и предел прочности материала (временное сопротивление  $\sigma_B$ ).



Рисунок 12 – Смятие витков резьбы ниппеля

Описание: Из-за смятия витков резьбы, начиная с первого витка различными протяженностями.

Причина:

- не был произведен предварительное свинчивание вручную;

- свинчивание с перекосом.

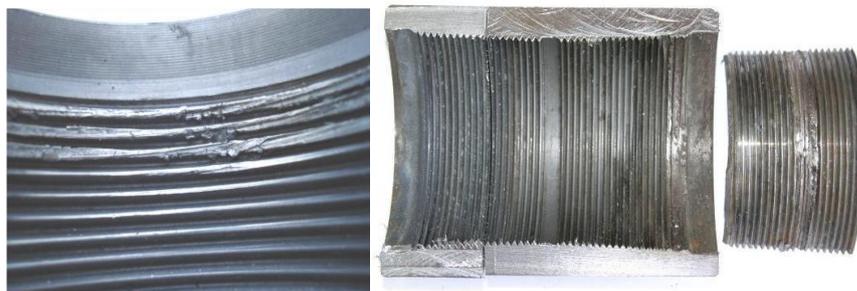


Рисунок 13 – Задиры на первых витках резьбы муфты

Описание: Возникновение повреждению начальных витков резьбы из-зи торца.

Причины:

- из-за удара трубы в муфту при посадке;
- не был произведен предварительное свинчивание;
- перекос в начале свинчивания (рисунок 13).

При свинчивании трубы с муфтой до нужного момента, начинается свинчивание с натягом, на ответной части ниппеля возникают задиры.



Рисунок 14 – Задиры на теле трубы и муфты

Описание: Такие повреждения на теле трубы появляются от плашек гидроключа. На муфте же появляются от задержника

Причины:

- механическое воздействие на тело трубы при свинчивания;
- не был подобран нужный по диаметру трубы плашки гидроключа;
- проскальзывание плашек гидроключа при операции;
- нестабильная работа работника с гидроключем;
- неправильный подбор крутящего момента. Механическое воздействие на тело муфты при свинчивания;
- не был подобран нужный по диаметру трубы задержник;
- проскальзывание в ходе захватов задержника.



Рисунок 15 – Смятие резьбы ниппеля

Описание: возникновение смятия витков в начале резьбы ниппеля. Задиры на фаске резьбы.

Причины:

- не был произведен предварительное свинчивание;
- свинчивание был произведен с перекосом;
- не был подобран подходящий крутящий момент;
- свинчивание труб с поврежденной резьбой.



Рисунок 16 - Задиры в начальных витках резьбы

Описание: смятия, задиры которые образовались на первых витках резьбы

Причины:

- перекокс при свинчиваний;
- удары трубы в муфту при посадочных операциях;
- не был произведен предварительное свинчивание;
- из-за подъема трубы при неполном развинчивании.



*а – забоины на поверхности резьбы; б – забоины и смятие резьбы*

Рисунок 17 – Виды забоин

Описание (рисунок 17а): появление вмятин, забоин на торце трубы и заходной фаске резьбы.

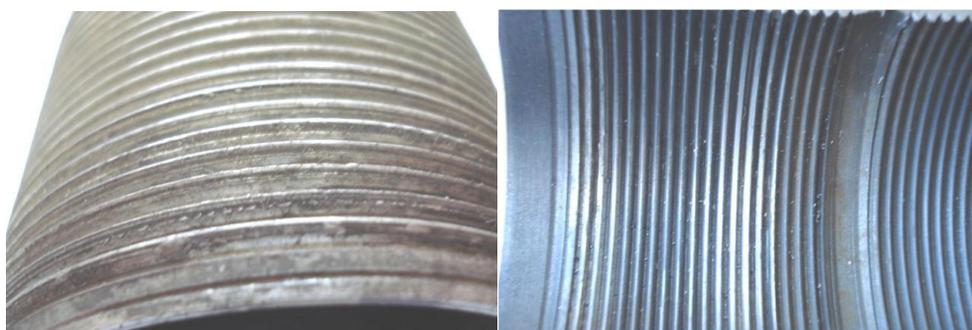
Причины:

- удары возникшие входе транспортировки;
- отсутствие предохранительных деталей;
- удары трубы в муфту при посадочных операциях.

Описание (рисунок 17б): появление смятии, забоин на торце и заходной фаске.

Причины:

- удары трубы в муфту при посадочных операциях;
- отсутствие предварительного свинчивания;
- свинчивание было произведено с перекосом.



*а – повреждение резьбы нипеля; б – повреждение на первых витках*

Рисунок 18 - Задиры резьбы

Описание (рисунок 18а): появление дефектов с разной длиной на резьбе нипеля в виде задиров.

Причины:

- неправильно подобранный или загрязненный резьбоуплотнитель;
- при сборке соединений в резьбу попали инородные частицы;
- несоосность талевой системы оси скважины;
- не правильный подбор антифрикционного покрытия для многократного свинчивания резьбы муфты;
- нестабильная работа работника с гидроключем.

Описание (рисунок 18б): возникновение повреждении в начале витков резьбы муфты в виде задир из-за торца и в конце витков который соединен с резьбой трубы.

Причины:

- из-за отсутствия ручного предварительного свинчивания;
- из-за ударов которые произошли при поадке муфты.



*а – затирание первых витков резьбы муфты; б – задиры на первых витках резьбы ниппеля*

**Рисунок 19 - Затирание и задиры**

Описание (рисунок 19а): дефекты начальных витков резьбы в виде износа, ризок, задиров.

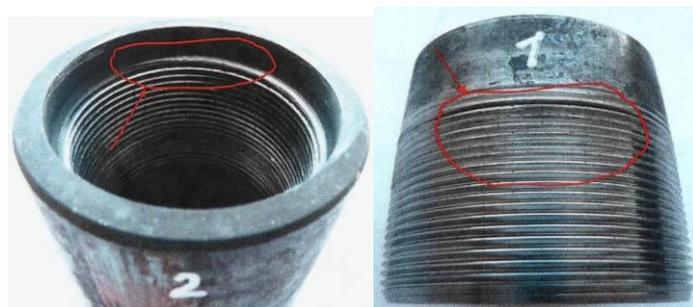
Причины:

- из-за отсутствие предварительного ручного свинчивания;
- не был подобран подходящий крутящий момент;
- из-за большого крутящего момента при свинчивании, резьбы муфты попадают на сбег резьбы.

Описание (рисунок 19б): дефекты в виде задиров на начальных витках резьбы ниппеля.

Причина может быть из-за того что на резьбу муфты не было нанесена смазка.

Примечание: Резьбоуплотнительная смазка наносится на резьбу ниппеля и муфты.



*а – задиры первого витка; б – задиры на вершинах*

**Рисунок 20 – Задиры**

Описание (рисунок 20а): Появление задир на заходной и на начальных витках а так же на боковых поверхностях с торца.

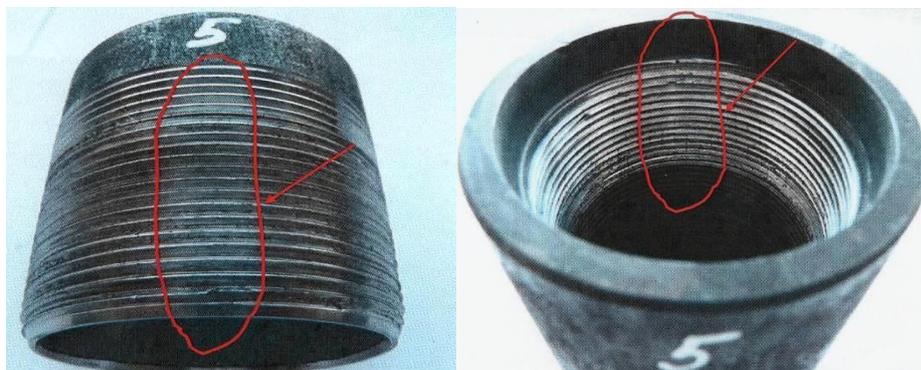
Причины:

- из-за отсутствие предварительного ручного свинчивания;
- несоосность талевой системы оси скважины;
- нестабильная работа с гидроключем.

Описание (рисунок 20б): Задирки на вершинах резьбы ниппеля, затирание боковых граней и впадин участка сбег резьбы.

Причины:

- высокие крутящие моменты в следствии чего часты перевороты резьбы;
- не был подобран подходящий крутящий момент.



*а – задирки на боковых сторонах; б – задирки на витках резьбы муфты*

Рисунок 21 – Задирки на боковых сторонах

Описание (рисунок 21а): Задирки на боковых сторонах профиля резьбы ниппеля различной протяженности.

Причины возникновения

- несоосность талевой системы скважины;
- повреждения в виде искривления на теле трубы при транспортировке;
- использование несоответствующей, разбавленной или загрязненной резьбоуплотнительной смазки;
- Рывки при работе с гидроключем.

Причины (рисунок 21б):

- несоосность талевой системы скважины;
- резьбоуплотнительная смазка низкого качества или же была разбавлена;
- возникновение искривления на теле трубы при транспортировке;
- неправильная работа с гидроключем.



*а – забоины на поверхности резьбы; б – витки резьбы с поверхностью*

Рисунок 22 – Забоины

Описание (рисунок 22а): возникновение дефектов на поверхности резьбы в виде забоин.

Причины: механическое воздействие на поверхность резьбы в ходе спуско-подъемных операций.

Причины возникновения (рисунок 22б):

- отсутствия предварительного ручного свинчивания;
- свинчивание было произведено с перекосом;
- было использована уплотнительная смазка низкого качества;
- удары трубы в муфту при посадочных операциях.



Рисунок 23 – Забоины на торце

Описание: забоины на торце и заходной фаске. Задиры, смятие резьбы в начальных витках из-за торца.

Причины возникновения:

- не произведено предварительное ручное свинчивание;
- удар трубы в муфту при посадке;
- перекос резьбы при свинчивании.

Примечание: Забоины на торце характеризуются тем что посадка была произведена неправильно.



*а – дефекты поверхности резьбы; б – искажение геометрии резьбового конца трубы*

Рисунок 24 – Дефект резьбы

Причины возникновения (рисунок 24а):

- удары возникшие при транспортировке;
- отсутствие предохранительных деталей.

Причины возникновения (рисунок 24б): нагрузки превышающие предельно допустимых, приводит к тому что напряжения в резьбовом соединении достигают предела текучести металла.



*а – изменение толщины стенки трубы; б – смятие муфты*

**Рисунок 25 – Изменение геометрии труб**

Описание (рисунок 25а): изменение толщины стенки трубы в процессе эксплуатации скважины ШГН.

Причины возникновения:

- глубины подвесок штанговых насосов слишком большие;
- высокие напряжения в колонне НКТ;
- высокие нагрузки действующие на колонну штанги;
- возникновение продольного изгиба и прижимных усилий, в совокупности с коррозионным воздействием агрессивной добываемой жидкости.

Изменение трубы образуются в результате ударов поверхности муфты (рисунок 25б) в процессе:

- проведения спуско-подъемных операции;
- транспортировка;
- проведения погрузочно-разгрузочных работ.



*а – разрушение трубы с трещинами; б – разрушение тела трубы*

**Рисунок 26 – Разрушение трубы**

Причины возникновения:

- трубы не соответствуют условиям эксплуатации;
- при освобождении от прихвата, колонны труб были чрезмерно натяжены;
- увеличенные нагрузки при эксплуатации колонны труб;
- дефекты которые выявились в процессе производства тел труб.

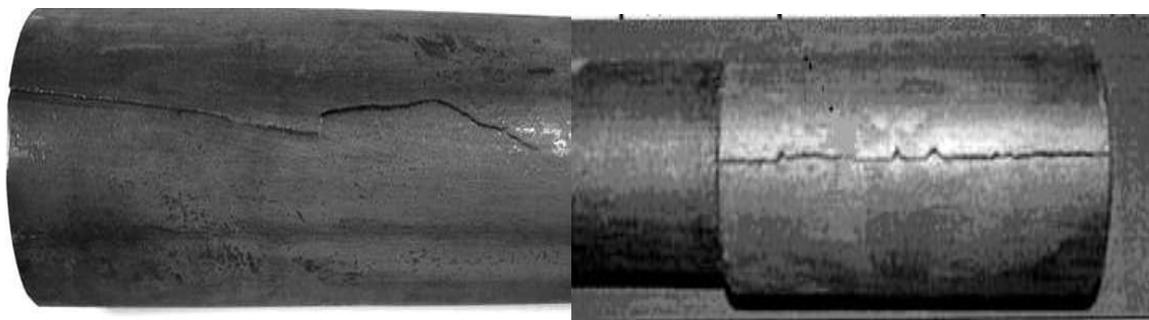


Рисунок 27 – Образование отложений

Описание: такие отложения становятся причиной сужения внутреннего диаметра трубы из-за камнеобразных отложений, карбонатных солей, камнеобразований .

Причины возникновения:

- нарушение температуры солевого состава пластовых вод и пресной воды, которые нагнетаются в пласт;
- из-за смешивании не совместимых вод в последствии которого возрастает концентрация ионов;
- изменение давления, в скважинах, пластах, подъема, транспортировки нефти;
- из-за горных пород которые подвержены растворению;
- испарение воды, снижения температуры раствора.



*а – нарушение сплошности металла тела трубы; б – продольная трещина на теле муфты*

Рисунок 28 – Виды трещины

Причины возникновения (рисунок 28а): разрушение образовавшаяся на теле трубы в процессе эксплуатации в виде раскрытия.

Причины возникновения (рисунок 28б): при изготовлении был допущен технологический дефект, вследствие чего развитие трещины достигла таких размеров.



*а – коррозионный износ; б – коррозионные осадки*

Рисунок 29 – Коррозионные повреждения.

Описание (рисунок 29а): ниппель с резьбовой частью НКТ имеет сильный коррозионный износ по периметру рабочей резьбовой поверхности, края обрыва неровные. Наличие плотных осадков коричневого цвета (карбонаты железа и кальция, оксиды железа). Сильный коррозионный износ на резьбовой части НКТ, края обрыва неровные. Появление осадков из-за карбоната железа, кальция и оксида железа.

Причины возникновения: образовавшийся электрохимическая углекислотная коррозия вызвано это тем что эксплуатация происходит в агрессивной среде включая высоким содержанием растворенных газов. Не правильный подбор марки стали в стадии производства НКТ.

Описание (рисунок 29б): появление коррозионного повреждения на значительной площади НКТ, осадки коричневого цвета, большая часть повреждения на внутренней стороне под резьбой.

Причины возникновения: электрохимическая углекислотная коррозия образовалась из-за агрессивной среды и диоксида углерода который содержится в транспортируемой жидкости. Неправильный выбор стали при создании НКТ.



*а – коррозионное разрушение на поверхности резьбы; б – коррозионное разрушение резьбы муфты*

Рисунок 30 - Коррозионные разрушения

Описание (рисунок 30а): Коррозионное разрушение внутренней поверхности тела трубы под резьбой, разрушение резьбовой поверхности, края обрыва неровные.

Причины возникновения: НКТ создано не из антикоррозионной марки стали. Коррозионное разрушение тела трубы под резьбой, вызванное электрохимической углекислой коррозией.

Разрушение резьбы муфты (рисунок 30б) под действием углекислотной коррозии (такие разрушения характерны при эксплуатации с высокими коррозионными показателями).

Применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.



*а – сквозная коррозия на резьбе; б – коррозионное разрушение тела муфты*

Рисунок 31 – Сквозная коррозия

- причины возникновения (рисунок 31а): возникновение язвенной коррозии (такие разрушения характерны при эксплуатации с высокими коррозионными показателями);

- применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.

Причины возникновения (рисунок 31б):

- под воздействием агрессивной жидкости образовалась язвенная коррозия (разрушения характерны при эксплуатации с высокими коррозионными показателями);

- применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.



*а – разрушение поверхности муфты; б – коррозионные отложения*

Рисунок 32 – Разрушение и коррозии на поверхности

Причины возникновения (рисунок 32а): Под воздействием блуждающих токов происходит разрушение металла. Наиболее интенсивное разрушение на анодных участках.

Описание (рисунок 32б): Наличие сквозного отверстия на теле трубы и коррозия в виде коричневых пятен.

Причины возникновения:

- из-за растворения металла во внутренней поверхности возникает электрохимическая коррозия

- развитие язвенной коррозии на внутренней поверхности обусловлено воздействием высоко агрессивной среды, механизм коррозионных разрушений углекислотный, ввиду присутствия в составе продуктов коррозии, карбонатов железа воздействие агрессивной среды, появление углекислотной коррозии (карбонат железа) на внутренней поверхности трубы.

- применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.



Рисунок 33 – Глубокие полости

Описание: глубокие и узкие полости, начинающиеся с поверхности и проникающие вглубь металла.

Причины возникновения:

- появляются из-за наличия дефектов на теле трубы (трещин от внутренних напряжений, пор, микровключений);

- агрессивная среда с большой концентрацией ионов-активаторов;

- применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.

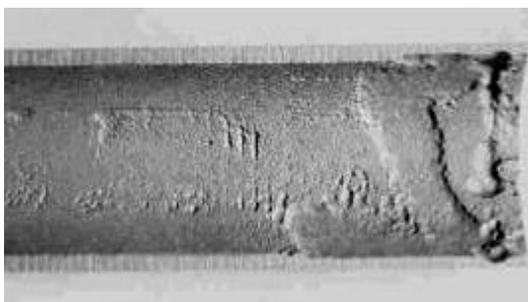


Рисунок 34 – Изменение размеров трубы.

Описание: изменение геометрии стенки трубы.

Причины возникновения:

- добываемая жидкость двигалась с большой скоростью;
- частые перепады давления и наличие абразивных частиц;
- поверхность трубы подвергается к износу будучи погруженным в добываемую жидкость;
- применение НКТ из не антикоррозионной марки стали.

## **1.6 Анализ коррозионного разрушения насосно – компрессорных труб**

Долговечность насосно-компрессорных труб связан с условиями их эксплуатации и в большей мере зависит от них. К быстрому выходу из строя НКТ приводит нехарактерный выбор материала трубы.

Для изготовления НКТ характерны такие стали как марганцевые (30Г2, 35Г2С и т.д.) и хромомолибденовые (30ХМА). Опытным путем выяснилось что срок эксплуатации труб из марганцевых составляет не более двух месяцев причина которого выход из строя из-за появления коррозии. В то же время срок службы труб изготовленных из хромомолибденовых сталей до выхода из строя из-за язвенных отверстий два раза больше чем трубы изготовленные из марганцевых сталей.

Исследование коррозионных повреждений внутренней поверхности труб выявило несколько важных направлений. Марганцевые стали подвержены сульфидной коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН) и язвенной коррозии на основе диоксида углерода. Хромомолибденовые стали (например, 30ХМА и 26ХМФА) обладают устойчивостью к СКРН если есть 1% Cr, но подвержены язвенной коррозии. Нержавеющая сталь (20Х13) обладает высокой устойчивостью к общей коррозии и образованию язв в средах с высоким содержанием CO<sub>2</sub>, но подвержена воздействию углекислого газа в присутствии H<sub>2</sub>S. Кроме того, СКРН часто встречается в углеродистых и низколегированных сталях. Вероятность СКРН повышается если прочность стали высокое. Из-за противоречивых требований к износостойкости и механической прочности труб трудно найти оптимальное решение. Поэтому задача увеличения срока службы насосных и компрессорных труб остается актуальной для металлургического производства.

Нефтяные компании используют несколько основных методов борьбы с коррозией в скважинах. Во-первых, это ингибирование коррозии, когда химический реагент подается на вход насоса и в затрубное пространство. Во-вторых, проводятся тщательные обработки, во время которых химические реагенты периодически откачиваются. В-третьих, используются протекторы для защиты от электрохимической коррозии с использованием расходуемых анодов. В-четвертых, устанавливаются насосные и компрессорные трубы (шланги) из высоколегированной стали с антикоррозийными свойствами. Наконец, на

внутреннюю поверхность трубы наносятся специальные антикоррозийные покрытия. Следует отметить, что подобные мероприятия требуют дополнительных затрат, что увеличивает себестоимость добычи нефти. В зависимости от вида коррозии производится ремонт труб. Основные работы включают в себя обрезку поврежденного участка, очистку парафиновых отложений от асфальтобетонной смолы, нарезание резьбы и завинчивание соединений. Такие меры способствуют увеличению срока годности продукта.

Если оборудование контактирует с добываемой жидкостью, то тогда появляются такие коррозии как: местная, локальная, неравномерная (рисунок).

Общая (неравномерная) коррозия характеризуется разрушением всей поверхности металла или ее части со скоростью 0,1–0,5 мм/год. В результате этого процесса поверхность металла постоянно разрушается, хотя глубина проникновения коррозии может варьироваться в разных точках (рисунок 50а). Очень часто металл страдает от локальной коррозии, которая в определенных местах характеризуется высокой скоростью разрушения - 1-10 мм/год. В результате такой коррозии металл глубоко разрушается, что может привести к появлению отверстий, в то время как прилегающие участки остаются практически нетронутыми.



Рисунок 35 – Основной вид язв, которые образуются при эксплуатации

коррозии по местности отличаются видами, такие как:

- коррозия напоминающая язву
- коррозии в виде пятен
- коррозии напоминающие канавки
- коррозии напоминающие плато
- коррозия мейза
- гальванический вид коррозии
- коррозия подпленочная

коррозия в виде язвы проявляется образованием полостей или язв на поверхности металла. В некоторых случаях это приводит к полному разрушению стенки трубы и образованию сквозных отверстий. Такие язвы могут иметь различную форму: узкие и глубокие, плоские и широкие или эллиптические.

Скорость язвенной коррозии определяется глубиной повреждения и временем безотказной работы оборудования и достигает 3-10 мм в год. Пример характерных язвенных поражений показан на рисунке 50б. Питтинговая коррозия, характеризуется образованием отдельных пятен на поверхности металла. Площадь этих пятен значительно превышает глубину проникновения коррозии. Глубина повреждения при этом типе коррозии обычно составляет 0,5-1,0 мм, что делает его менее опасным по сравнению с другими видами локальной коррозии. Коррозия по канавкам (выемкам) характеризуется образованием на поверхности металла длинных узких углублений вдоль продольной оси металла. Обычно длина таких повреждений составляет 2-5 метров, а ширина - 10-30 мм. Борозды могут быть одиночными или располагаться параллельно друг другу. Этот тип коррозии чаще всего возникает в местах, где лакокрасочное покрытие или другое покрытие было повреждено (поцарапано) во время спуска. Скорость распространения коррозии по канавкам может достигать от 1 до 3 мм в год.

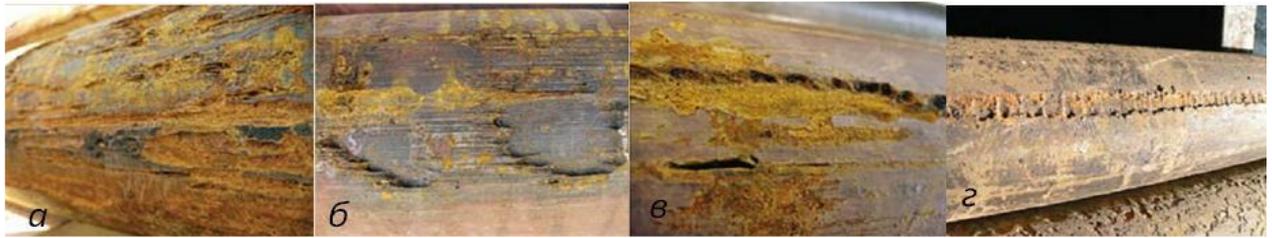
Коррозия в виде плато проявляется образованием на поверхности металла неглубоких углублений различной формы (круглых, овальных или рельефных). Эти углубления или плато обычно сопровождаются многочисленными небольшими язвенными поражениями на границе с неповрежденным металлом (рисунок 37б). Скорость коррозии этого типа может достигать 1-3 мм в год. Одной из возможных причин такого повреждения может быть утечка переменного тока из кабельной линии, особенно если корпус погружного двигателя (ПЭД) или электрического центробежного насоса (ЭЦН) расположен близко (менее 1 мм) к корпусу. Межа-коррозия характеризуется коррозией, которая распространяется как вглубь металла, так и по его поверхности. В результате поверхность приобретает ступенчатую или ребристую структуру, часто с множеством язвенных образований, которые перерастают друг в друга, создавая эффект "язвы в язве".

Термин "мейза-коррозия" часто встречается в англоязычной литературе и используется для описания локальных повреждений металла в средах с высоким содержанием CO<sub>2</sub>. В таких условиях скорость коррозии может достигать 8-10 мм в год.



*А)общая; б) питтинговая; в) в виде пятен*

Рисунок 36 – Внешний вид деталей, пораженных различными видами коррозии.



*а) коррозия бороздками; б) плато; в) мейза-коррозия; г) контактная коррозия*

Рисунок 37 – Разные виды коррозии на теле труб

Контактная коррозия образуется из-за соприкосновения разнородных металлами с разными характеристиками.

### 1.7 Виды дефектоскопии

Дефектоскопия - это метод обнаружения и оценки дефектов материалов и изделий без их разрушения. Основные цели дефектоскопии является:

- обеспечение безопасности и надежности(обеспечивает безопасную эксплуатацию конструкций и оборудования).
- раннее выявление дефектов (позволяет выявлять проблемы на ранней стадии, предотвращать несчастные случаи и неисправности).
- контроль качества (оценка соответствия материалов и изделий установленным стандартам и требованиям).
- снижение затрат (помогает сократить расходы на ремонт и техническое обслуживание за счет своевременного выявления и устранения дефектов).

*Ультразвуковая дефектоскопия.* Ультразвуковая дефектоскопия использует высокочастотные ультразвуковые волны для обнаружения внутренних дефектов в материалах. При этом методе ультразвуковые волны проникают в материал и отражаются от дефектов, что позволяет фиксировать и анализировать повреждения. Этот метод характеризуется высокой чувствительностью и точностью.



### Рисунок 38 – Ультразвуковая дефектоскопия

Принцип действия: ультразвуковые волны направляются на материал, где они отражаются от дефектов. Отраженные сигналы улавливаются и анализируются для выявления и определения характера дефектов.

Преимущества:

- высокая чувствительность и точность дефектоскопии;
- возможность измерения толщины материала.

Недостатки:

- необходимость тщательной подготовки поверхности перед проверкой;
- трудности в интерпретации полученных данных.

*Дефектоскопия магнитными частицами.* Магнитопорошковая дефектоскопия предназначена для обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов в ферромагнитных материалах. Метод основан на использовании магнитных полей и мелкодисперсного порошка, который скапливается в местах повреждения. Этот метод прост и быстр в исполнении, но подходит только для магнитных материалов.



Рисунок 39 – Дефектоскопия магнитными частицами

Принцип действия: для обнаружения дефектов изделие сначала намагничивают, после чего на его поверхность наносят магнитный порошок. Порошок концентрируется в местах, где магнитное поле деформируется из-за наличия дефектов, что позволяет их обнаружить.

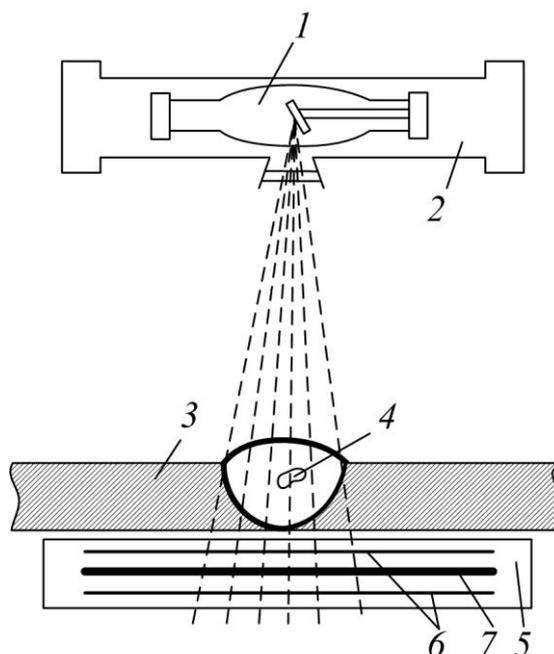
Преимущества:

- метод отличается простотой и скоростью выполнения;
- он обеспечивает высокую точность обнаружения поверхностных дефектов.

Недостатки:

- это применимо только к материалам с магнитными свойствами;
- это не подходит для обнаружения дефектов, расположенных на большой глубине.

*Радиационная дефектоскопия (рентгеновская и гамма-дефектоскопия).* Этот метод использует рентгеновские или гамма-лучи для изучения внутренней структуры материала. Проникая сквозь материал, лучи фиксируются на пленке или детекторе, создавая детальное изображение внутренних дефектов. Для применения этого метода требуются особые меры безопасности, а его стоимость довольно высока.



*1 – рентгеновская трубка; 2 – футляр со свинцовым экраном; 3 – просвечиваемое изделие; 4 – дефект; 5 – кассета; 6 – экран; 7 – рентгенопленка.*

Рисунок 40 – Схема просвечивания рентгеновским излучением

Принцип действия: в процессе контроля лучи проникают сквозь материал и фиксируются на пленке или детекторе, создавая изображение внутренней структуры изделия.

Преимущества:

- обеспечивает высокую точность и детализацию;
- применяется для контроля различных видов материалов.

Недостатки:

- это требует соблюдения особых условий безопасности;
- высокая стоимость оборудования и контроля.

*Вихретоковая дефектоскопия.* Этот метод основан на применении переменного электромагнитного поля, которое генерирует вихревые токи в проводящих материалах. Эти токи позволяют выявлять как поверхностные, так и подповерхностные дефекты. Вихретоковая дефектоскопия характеризуется высокой скоростью контроля и не требует непосредственного контакта с объектом. Однако метод имеет ограниченную глубину проникновения.

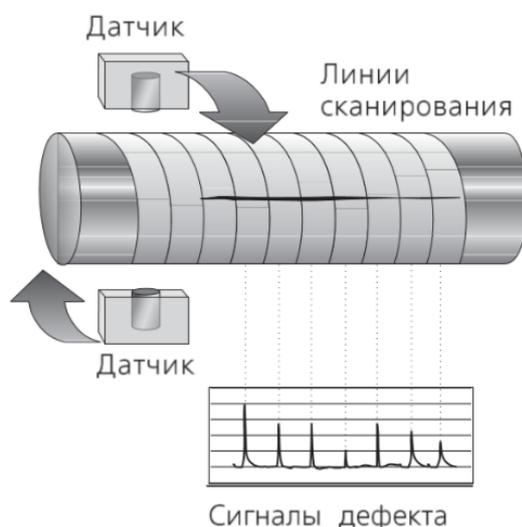


Рисунок 41 – Схема вихретокового дефектоскопа

Принцип действия: переменное магнитное поле создает вихревые токи в исследуемом материале. Измеряется взаимодействие материала с этими токами, что позволяет выявлять дефекты.

Преимущества:

- способ характеризуется высокой скоростью контроля;
- это не требует прямого контакта с исследуемым продуктом.

Недостатки:

- глубина проникновения сигнала ограничена;
- сложность интерпретации принимаемых сигналов.

*Капиллярная дефектоскопия.* Этот метод использует проникающие жидкости для обнаружения дефектов на поверхности материалов. Жидкость наносится на поверхность, заполняя микротрещины и поры, после чего проявитель вытягивает жидкость, делая дефекты видимыми. Этот метод прост и недорог, но он ограничен обнаружением только поверхностных дефектов и требует тщательной подготовки поверхности перед использованием.



Рисунок 42 – Этапы капиллярной дефектоскопии

Принцип действия: на поверхность изделия наносится проникающая жидкость, которая заполняет имеющиеся дефекты. Затем излишки жидкости удаляются и на поверхность наносится проявитель. Проявитель вытягивает оставшуюся жидкость из дефектов, делая их видимыми.

Преимущества:

- метод прост в исполнении и имеет низкую стоимость.
- он обеспечивает высокую точность обнаружения мелких дефектов поверхности.

Недостатки:

- он эффективен только для обнаружения дефектов поверхности.
- он требует тщательной предварительной подготовки поверхности.

Эти методы дефектоскопии гарантируют надежный контроль качества материалов и изделий, выявляя дефекты на различных этапах их производства и эксплуатации. Выбор метода зависит от типа материала, характера и глубины дефектов, а также от условий, в которых изделие будет использоваться.

### 1.8 Традиционная технология ремонта насосно – компрессорных труб

Увеличение срока службы НКТ достигается за счет использования ремонтных технологий, что особенно важно для нефтяных компаний. Многочисленные исследования показали, что основным фактором отказа труб является местная коррозия, в то время как общая коррозия играет меньшую роль.

Практика эксплуатации нефтедобывающих установок (рисунок 43) подтверждает, что основным видом разрушения трубы является язвенная коррозия, проявляющаяся в виде язв на внутренней поверхности трубы. Существующие стандарты эксплуатации труб регламентируют, что максимально допустимая глубина разрушения составляет 25% от номинальной толщины стенки. Когда это значение будет достигнуто, трубы будут выведены из эксплуатации.



Рисунок 43 – Отказы на месторождениях с 1974 – 1998

Поврежденные трубы должны пройти ремонтные операции. Ремонтные операции выглядят следующим образом:

- 1) погрузочно-разгрузочные работы;
- 2) отбраковка;
- 3) мойка и очистка нкт;
- 4) механическая очистка внутренней поверхности;
- 5) отворот муфты;
- 6) шаблонирование;
- 7) дефектоскопия и сортировка по группам прочности, нанесение технологической маркировки;
- 8) обрезка поврежденных концов на трубе;
- 9) механическая обработка, нарезка резьбы;
- 10) контроль размеров резьбы;
- 11) наворот новой муфты;

- 12) гидроиспытание;
- 13) измерение длины трубы;
- 14) маркировка;
- 15) установка защитных колпачков (заглушек) на резьбы.

Пока труба проходит дефектоскопию, для нее определяется длина участка. Если труба имеет длину менее 5 метров, то для нее ремонтные операции не будут проводиться. После всех операций по подготовке труб к ремонту, дефектные месности вырезают и на станке вырезают новую резьбу. Далее устанавливают соединения и операция завершается.

Но даже после таких операции остаются недостатки, такие как плохое качество внутренней поверхности трубы которую не улучшить. Дефекты по типу местных язв, впадин и т.д. не исправить. Срок службы отремонтируемых труб снижается из-за увеличения агрессивности на месторождении и эксплуатация труб на этом заканчивается. Поврежденные трубы заново отправляют на ремонтный цех. На сегодняшний день многие скважины завершают свою эксплуатацию и стоимость ремонта увеличивается. Что бы решить эту проблему, нужно внедрять новые технологические процессы по ремонтным операциям.

## **2 Специальная часть**

### **2.1 Дефектоскопия НКТ с применением автоматизации**

Установка для дефектоскопии НКТ с применением автоматизации предназначено для выявления повреждений насосно-компрессорных труб при их эксплуатации на месторождениях. Она автоматически определяет толщину и длину тела трубы.

Процесс происходит следующим образом, труба подлежащая контролю поступает на линию ремонта НКТ и после предварительных операций проходит через установку для дефектоскопии. В установке используется магнитно-индукционный метод для обнаружения дефектов. Насосно-компрессорная труба транспортируется при помощи конвейера постоянной скоростью и проходит через установку дефектоскопии где установлены датчики. Датчики перенаправляют сигналы на программный комплекс после чего показывается результат измерений.

Сама установка для дефектоскопии состоит из панели управления, устройство которое измеряет длину поступающих труб, датчиков для определения наличия трубы, устройства для пантографии, центровщик для труб, продольно и поперечные модули для контроля дефектов. А так же корпуса составных частей обозначаются в специальный цвет по договору с изготовителем.

При помощи модуля контроля дефектов происходит измерение продольных координат дефектов и их местоположения. А так же при помощи пантографической установки производится поперечное измерение длины трубы. Что бы обнаружить дефект, трубу намагничивают соленоидом из-за которых датчики начнут реагировать на магнитные поля дефектов.

Принцип измерения толщины стенок труб в том что труба после прохождения намагничивания соленоидом проходит через поперечные датчики. Датчики реагируют на изменения напряжений магнитного поля который зависит от ее толщины.

Система транспортировки управляет всей установкой дефектоскопии. Панель управления обрабатывает сигналы которые поступают от датчиков и выводят их на график.



Рисунок 44 - Общий вид установки неразрушающего контроля с системой обнаружения дефектов

Программное обеспечение (ПО) установки предназначено для управления режимами работы, обработки сигналов первичных преобразователей, формирования результатов измерения толщины стенки трубы и отображения результатов на мониторе информационно-измерительного комплекса.

*Определение диапазона измерений и абсолютной погрешности толщиномера стенок труб.* Для того что бы измерять толщину стенок НКТ нужно использовать оборудование который способен работать в диапазоне от 0,7 до 300 мм. Так же от толщины стенок зависит абсолютная погрешность.

- если толщина от 0,7 до 3 мм, то погрешность будет составлять  $(0,01*x+0,1)$  где x- измеренная толщина;

- если толщина составляет от 3,01 до 99,9 мм, то тогда погрешность будет составлять  $(0,01*x+0,05)$ . Для примера можно взять ультразвуковой толщиномер А1209.

*Определение диапазона измерений и абсолютной погрешности измерений линейной координаты местоположения выявленных дефекта.* Для измерения длины нужно использовать средство с диапазоном измерения от 0 до 20м. Для примера можно взять термогигрометр центр 313.

## **2.2 Преимущества установки с магнитно-индукционным дефектоскопом**

Данный вид дефектации позволяет обнаруживать даже незначительные дефекты на ранних стадиях их развития, это помогает предотвратить аварии и снизить их количество, таким образом продлевая срок эксплуатации НКТ. Мощные электромагнитные поля обеспечивает чувствительность метода, они проникают в материал и выявляют малейшие изменения в его структуре.

В отличие от других методов неразрушающего контроля, данный метод способен эффективней обнаруживать дефекты, которые появились на значительной глубине внутри материала. Это особенно важно для насосно-компрессорным трубам которые часто подвергаются к появлению коррозии.

Так же магнитно-индукционный метод отличается от других высокой скоростью выполнения, это позволяет проводить контроль большого количества труб за короткое время. Стоит отметить что данный метод значительно снижает затраты на диагностику и минимизирует простои оборудования

Современные системы магнитно-индукционной дефектоскопии легко внедряются в автоматизированные линии контроля. Это позволяет снизить влияние человеческого фактора и повысить точность диагностики. Так же упрощает сбор и анализ данных, что делает процесс более эффективным и удобным.

Магнитно-индукционный метод не требует использования опасных химических веществ или радиационных излучений что делает его безопасным для окружающей среды и людей.

Исходя из выше перечисленных магнитно-индукционный метод является наиболее эффективным и безопасным методом для внедрения в автоматизированную линию.

## **2.3 Технологический процесс ремонта насосно – компрессорных труб**

Цех по обслуживанию насосно – компрессорных труб должен обеспечивать их полное восстановление и продление срока эксплуатации с повышением ресурса. В его составе предусмотрены такие этапы как:

- 1) погрузочно-разгрузочные работы;
- 2) отбраковка;
- 3) мойка и очистка нкт от смолопарафинов и солевых отложений внутренних и наружных поверхностей;
- 4) механическая очистка внутренней поверхности;
- 5) отворот муфты;
- 6) шаблонирование;
- 7) дефектоскопия и сортировка по группам прочности, нанесение технологической маркировки;
- 8) отрезка дефектных участков трубы;

- 9) механическая обработка, нарезка резьбы;
- 10) контроль геометрии резьбы;
- 11) наворот новой муфты;
- 12) гидроиспытание;
- 13) измерение длины трубы;
- 14) маркировка;
- 15) установка защитных колпачков (заглушек) на резьбы.

*Механизированная линия мойки труб.* Эта линия предусмотрена для очистки внутренней и наружной поверхности НКТ. Мойка производится для подготовки НКТ к дальнейшей эксплуатации. Осуществляется она при помощи высоконапорных струй рабочей жидкости и за счет динамического воздействия струй качество мойки НКТ достигается до удовлетворительного и без подогрева жидкости. Рабочая жидкость должна быть без химических добавок, в качестве рабочей жидкости используют воду.

Механизированной линии мойки труб могут подвергаться к очистке трубы с засорением канала с отложениями солей до 20% площади и парафино-нефтяными загрязнениями.

Если производительность линии падает до определенного уровня, то в таком случае допускается мойка труб с повышенными объемами загрязнении.

Рабочая жидкость которая была использована подвергается к обработке, очищается, обновляется состав жидкости и снова попадает в камеру мойки. Также в этой обработке предусмотрено механизированное изъятие загрязнении.

Механизированная линия мойки труб работает в автоматическом режиме и получает команды от программируемого командо-контроллера.

*Камера сушки труб.* Как сказано из названия, камера предназначена для сушки труб которые были подвержены к мойке или которые прошли гидроиспытание.

Принцип работы в том что бы с торца трубы под напором подавался горячий воздух который будет проходить по всей длине трубы, предусматривается рециркуляция а также очистка от паров воды.

Поддержание температуры осуществляется автоматически.

*Установка механической зачистки труб.* После мойки или же при прохождении ремонтных восстановлении остаются твердые отложения, для их удаления НКТ проходит механическую внутреннюю поверхность.

Механическая очистка производится специальным инструментом подпружиненным скребком. Принцип операции в том, что бы когда трубы вращается вводить на штанге специальный инструмент который продувает сжатым воздухом. Так же есть отсос для отработанных продуктов и т.д.

*Шаблонирование.* Данная операция нужна что бы контролировать диаметры и размеры НКТ пока те проходят ремонтные операции. Осуществляется процесс тем что труба проходит через контроль оправки.

Контроль осуществляется прохождением контрольной оправки с размерами, вводимой на штанге в отверстие трубы.

*Линия дефектации с применением автоматизации.* Данная разработка предназначена для неразрушающего контроля магнитно-индукционным методом. Управление контролируется автоматически.

Преимущества:

- производит комплексную дефектоскопию трубы и контроль качества;
- подбирает трубы и муфты по группам прочности и сортируют их;
- четкие показатели качества;
- точно определяет участки погрешностей.

*Станок муфтодоверточный.* Этот станок осуществляет операции, такие как довинчивания и отвинчивания муфт НКТ

Располагается станок в токарном участке ремонта НКТ. При необходимости станок может быть использован автономно если предусматриваются транспортные средства которые обеспечивают подъём и перемещение труб.

Управление станком осуществляется программируемым командо-контроллером.

*Установка гидроиспытания.* Гидроиспытание производится для испытания НКТ с навинченными муфтами на прочность и герметичность. Принцип работы в том что бы подовать жидкость под высоким давлением.

При этой операции испытывается герметичность резьбы НКТ и её муфты. Так же предусмотрено подъемные защитные экраны при выполнении испытания. Это позволяет внедрить ее в технологические линии без специального бокса. Работа установки осуществляется в автоматическом режиме.

Преимущества данной установки:

- повышенное качество контроля;
- надежность работы, предусматривается промывка канала трубы;
- надежная защита.

*Установка измерения длины.* После ремонтных восстановлении НКТ производится их измерение с муфтами что бы получить информацию по суммарной длине и количеству.

Измерение осуществляется при помощи датчика и преобразователя перемещении которые встроены в специальную карету. Работа осуществляется в автоматическом режиме.

### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Расчет НКТ на страгивающую нагрузку

На гладкие НКТ действует растягивающая нагрузка и вызывает страгивание резьбового соединения. При страгивании в резьбовом соединении напряжение достигает предела текучести.

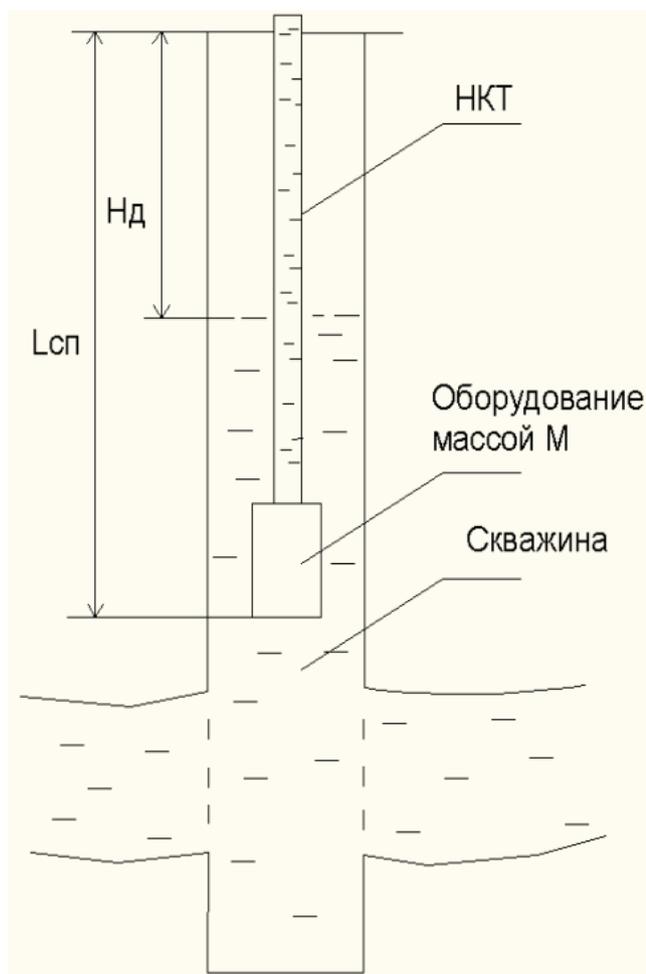


Рисунок 45 – Схема для расчета НКТ на прочность

Исходные данные для расчета гладких НКТ с треугольной резьбой (Г)

Предел текучести ( $\sigma_T$ ) = 552 МПа

Средний диаметр резьбы ( $D_{cp}$ ) = 0.06 м

Внутренний диаметр трубы ( $D_{внр}$ ) = 0.05 м

Номинальная толщина трубы ( $S$ ) = 0.005 м

Угол профиля резьбы, для НКТ по ГОСТ 633-80  $\alpha = 60^\circ$

Угол трения, для стальных труб  $\phi = 9^\circ$

Длина резьбы до основной плоскости  $l = 0.1$  м

Страгивающую нагрузку определяют по формуле Ф.И Яковлева – П.П Шумилова

$$P_{ст} = \frac{\pi D_{cp} \sigma_m B}{1 + \left[ \frac{\eta D_{cp} ctg(\alpha + \varphi)}{2l} \right]} \quad (3.1)$$

$$P_{ст} = \frac{3.14 * 0.06 * 552 * 10^6 * 0.005}{1 + \left[ \frac{0.5 * 0.06 * 0.391}{2 * 0.1} \right]} = 493.39 \text{ кН}$$

Толщина тела трубы определяется по формуле

$$B = \frac{(D_{cp} - D_{вн})}{2} \quad (3.2)$$

$$B = \frac{(0.06 - 0.05)}{2} = 0.005 \text{ м}$$

Поправка Шумилова, учитывающая влияния основного тела трубы

$$\eta = \frac{B}{B + S} = \quad (3.3)$$

$$\eta = \frac{0.005}{0.005 + 0.005} = 0.5$$

Страгивающая нагрузка для гладких НКТ с треугольной резьбой составляет 439 кН.

### 3.2 Расчет на определение максимальной нагрузки

Из за того что вес трубы в воздухе отличается от веса трубы в жидкости, нагрузка будет складываться из веса в воздухе, веса в жидкости и веса самой жидкости в НКТ.

Площадь внутреннего сечения НКТ, кН, определяется по формуле

$$P_{max} = g * H_{д} * q + g(L_{сп} - H_{д})q' + g * M' + P_{ж} \quad (3.4)$$

$$P_{max} = 9.81 * 537 * 20 + 9.81(1000 - 537) * 17.8 + \\ + 9.81 * 277.78 + 13506.18 = 202.61 \text{ кН}$$

где:  $H_{д}$  – динамический уровень, м;

$q$  – масса погонного метра труб с муфтами на воздухе, кг/м;

$L_{сп}$  – максимальная возможная глубина спуска колонны НКТ, м;

$q'$  – масса погонного метра труб с муфтами в жидкости, кг/м;

$P_{ж}$  – вес жидкости НКТ, Н;

$F_{вн}$  – площадь внутреннего сечения НКТ, м.

$$q' = q * K_a \quad (3.5)$$

$$q' = 20 * 0.8904 = 17.8 \text{ кг/м}$$

Формула для расчета коэффициента Арихмеда  $K_a$

$$K_a = 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ст}} \quad (3.6)$$

$$K_a = 1 - \frac{855}{7800} = 0.8904$$

где:  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{ст}$  – плотность стали 7800 кг/м<sup>3</sup>;

$M'$  – масса оборудования в жидкости, кг.

$$M' = M * K_a \quad (3.7)$$

$$M' = 312 * 0.8904 = 277,78 \text{ кг}$$

Вес жидкости в НКТ, Н, вычисляется по формуле

$$P_{ж} = F_{вн} * \rho_{ж} * H_{д} \quad (3.8)$$

$$P_{ж} = 3.02 * 10^{-3} \times$$

$$\times 855 * 9.81 * 537 = 13506.18 \text{ Н}$$

Площадь внутреннего сечения НКТ, м, вычисляется по формуле

$$F_{\text{вн}} = \frac{\pi}{4} * (0.062)^2 \quad (3.9)$$

$$F_{\text{вн}} = 3.02 * 10^{-3} \text{ м}^2$$

страгивающая или предельная нагрузка не должна превышать максимальную

$$P_{\text{max}} \leq \frac{P_{\text{ст}'}}{n} \quad (3.10)$$

$$\frac{P_{\text{ст}'}}{n} = \frac{493.39 * 10^3}{1.3} = 379.5 \text{ кН}$$

Где:  $P_{\text{ст}'}$  - страгивающая или предельная нагрузка, Н;  
 $n$  – Запас прочности ( $n=1.3$ ).

Так как  $P_{\text{max}} = 202.61 \text{ кН} < \frac{P_{\text{ст}'}}{n} = 379.5 \text{ кН}$ , НКТ выдерживает максимальную растягивающую нагрузку.

расчет максимально возможной глубины спуска

$$L_{\text{сп}} = H_{\text{д}} + \frac{\frac{P_{\text{ст}'}}{n} - g * H_{\text{д}} * q - M' * g - P_{\text{ж}}}{g * q'} \quad (3.11)$$

$$L_{\text{сп}} = 537 + \frac{\frac{493.39 * 10^3}{1.3} - 9.81 * 537 * 20 - 277.8 * 9.81 - 13506.18}{9.81 * 17.8} =$$

$$= 2014 \text{ м}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе было выполнено разработка технологического процесса дефектации насосно-компрессорных труб (НКТ) с элементами автоматизации.

Проект включает в себя анализ назначении, классификации и технических характеристик НКТ. А так же описывается характерные отказы и частые дефекты НКТ с их причинами возникновения, всесторонний анализ методов неразрушающего контроля насосно-компрессорных труб.

Рассмотрены технические характеристики, типы дефектов возникающих в процессе эксплуатации НКТ, а так же сравнительный анализ различных методов дефектоскопии. Приведены традиционные технологии ремонта НКТ с объяснением каждого этапа.

Ключевым моментом стало разработка технологического процесса дефектации и автоматизировать. Было принято решение взять за основу магнитно-индукционный метод дефектации так как в ходе исследования было установление что данный метод является более эффективным, быстрым, точным и безопасным. Она отличается своей высокой чувствительностью, способностью выявлять дефекты на значительной глубине. Эти преимущества делают данный метод оптимальным выбором для контроля состояния НКТ.

Работа представляет высокую значимость для нефтяной отрасли. Данный проект стал большим шагом к развитию проведения ремонтных операции НКТ. Улучшено эффективность, точность и быстрота дефектоскопии, тем самым существенно снизив затраты.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним, 2010.
2. ГОСТ 8732-75. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные, 1988.
3. ТУ 14-161-158-95. Трубы насосно-компрессорные типа НКМ и муфты к ним с усовершенствованным узлом уплотнения, 2003.
4. ТУ 14-161-159-95. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним в хладостойком исполнении, 2002.
5. ТУ 14-3-1032-81. Трубы насосно-компрессорные с термоупрочненными концами, 1995.
6. ТУ 14-3-1094-82. Трубы насосно-компрессорные с противозадирным уплотнительным покрытием резьбы муфт, 2012.
7. ТУ 14-3-1352-85. Трубы насосно-компрессорные стальные с узлом уплотнения из полимерного материала, 1987.
8. ТУ 14-3-1242-83. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним, стойкие к сероводородному растрескиванию, 1987.
9. ТУ 14-3-1229-83. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним с улучшенной ходимостью в эксплуатационных колоннах наклонно направленных скважин, 1985.
10. ТУ 14-3-999-81. Трубы насосно-компрессорные с улучшенной ходимостью в эксплуатационных колоннах наклонно направленных скважин (наружный диаметр 73мм, толщина стенки 5,5 и 7мм), 1982.
11. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2004.
12. Сароян А.Е., Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В. и др. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. Изд. 2, перераб. и доп. Под ред. Сарояна А.Е.. М., «Недра», 1976.
13. Ишмурзин А.А. Оборудование и инструменты для подземного ремонта, освоения и увеличения производительности скважин: Учеб. пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003.
14. РД 39-0147014-217-86 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб»
15. РД 39-136-95 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб», 1996.
16. Неразрушающий контроль. В 5 кн. Кн. 2 Акустические методы контроля: Практическое пособие / И.Н. Ермолов, Н.П. Алешин, А.И. Потапов. Под ред. В.В. Сухорукова. - М.: Высш. шк., 1991.
17. И.Н. Ермолов, А.Х. Вopilкин, В.Г. Бадалян Расчеты в ультразвуковой дефектоскопии (краткий справочник). – М.: ООО НПЦ НК “ЭХО+”, 2000.

18. Неразрушающий контроль. Справочник. В 7 томах. Том 3. Под редакцией чл.-корр. РАН В.В. Ключева. – М.: Машиностроение, 2004.
19. Е.Ф. Кретов Ультразвуковая дефектоскопия в машиностроении. Учебное пособие. Санкт-Петербург. Издательство «Радиоавионика», 1995.
20. Зацепин А.Ф. Акустический контроль. Часть II. Физические основы ультразвуковой дефектометрии. Учебное пособие. – Екатеринбург, 2006.
21. Гурвич А.М. Физические основы радиационного контроля и диагностики (М.: Энергоатомиздат), 1989.
22. Неразрушающий контроль и техническая диагностика. Справочник. М.Машиностроение.Т 1-7, 2005.
23. Богданов Б.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. М. Высшая школа, 2006.
24. Измерение, контроль, испытания и диагностика. Т.3 Энциклопедия машиностроения. - М. Машиностроение, 1996.
25. Субботин.С.С. Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента – М.Недра, 1975.