

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

# Технологическая надежность систем ТИХНГ

Преподаватель:  
доцент Гашенко  
Алексей Александрович

# Источники литературы

- Основная литература:

С.В. Дейнеко. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. –М.: Издательство «Техника», 2011. -176 с.


- Дополнительная литература:

Надежность технических систем. Справочник под редакцией И.А. Ушакова. – 606 с.

А.А. Коршак, Г.Г. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. Обеспечение надежности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 1998. -190с.

и другая литература по теории надежности.

# Актуальность проблемы обеспечения надежности газонефтепроводов:

- В настоящее время идет интенсивное развитие сложной системы энергетики (СЭ), основными и преобладающими элементами которой являются газонефтепроводы.
- Развитие СЭ идет как за счет ввода в эксплуатацию новых газовых и нефтяных месторождений, так и за счет газификации новых пунктов населения и снабжения нефтью и нефтепродуктами новых потребителей.
- Данное обстоятельство порождает увеличение объема строительства трубопроводов и протяженности трасс магистральных трубопроводов.
- Объекты строительства трубопроводного транспорта перемещаются в районы со сложными климатическими и геокриологическими условиями (суровый климат и сложные  грунты).

- Увеличивается давление для целей эффективного транспорта газа и нефти.
- Значительная доля старых газонефтепроводных сетей нуждается в реконструкции. На отдельных участках магистральные трубопроводы малых диаметров заменяются на трубопроводы больших диаметров.
- Увеличение диаметра и удлинение трасс магистральных трубопроводов приводят к увеличению продолжительности ликвидации аварий. Увеличение давления повышает риск возникновения аварий с серьезными последствиями.
- Аварии на магистральных газонефтепроводах приводят к большим экономическим убыткам и экологическим ущербам для окружающей среды. Разрывы газонефтепроводов довольно часто сопровождаются пожарами, взрывами, заражением водной среды, почвы и воздушного бассейна.

# ПРЕДМЕТ, ЦЕЛЬ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ТЕОРИИ НАДЁЖНОСТИ

Теория надежности – всеобъемлющая научная дисциплина, выходящая за рамки изучения сущности отказов технических объектов и техногенных сооружений.

Цель теории надежности: уменьшить вероятность отказов изделий и конструкций и их последствий.

Предмет теории надежности: Установление количественных закономерностей возникновения отказов техники и технических сооружений и разработка способов снижения числа отказов.



## Основные задачи теории надёжности:

1. Обоснование количественных характеристик - показателей надёжности.
2. Построение моделей, позволяющих вычислить эти показатели для сложных систем по информации об ее элементах
3. Разработка технологических схем и параметров систем и конструкций, обеспечивающих оптимальное сочетание надёжности, эффективности и качества.
4. Разработка рекомендаций по рациональному выбору средств обеспечения надёжности при проектировании технических систем и техногенных объектов.



5. Разработка методов контроля технического состояния эксплуатируемых объектов, а также рекомендаций по средствам и методам диагностирования.
6. Определение методов целенаправленного влияния на надежность эксплуатируемых установок и технических сооружений, в частности путем внедрения организационных и технологических мероприятий по их ремонту и профилактическому обслуживанию.
7. Разработка процедур получения первичной информации о надежности, в частности с помощью испытаний на надежность и обработки результатов этих испытаний.
8. Разработка рекомендаций по резервированию систем, выбору рационального количества запасных частей и т.д.
9. Разработка методов контроля надежности при приемке изделий и конструкций.

# Основные понятия и определения теории надежности

Основные термины теории надежности стандартизованы и разделены на следующие три группы: свойства, общие понятия и показатели.

Определение надежности приводится в ГОСТ 27.002-2015 «Надежность в технике. Термины и определения»:

***Надежность*** — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.



# Единичные свойства надежности

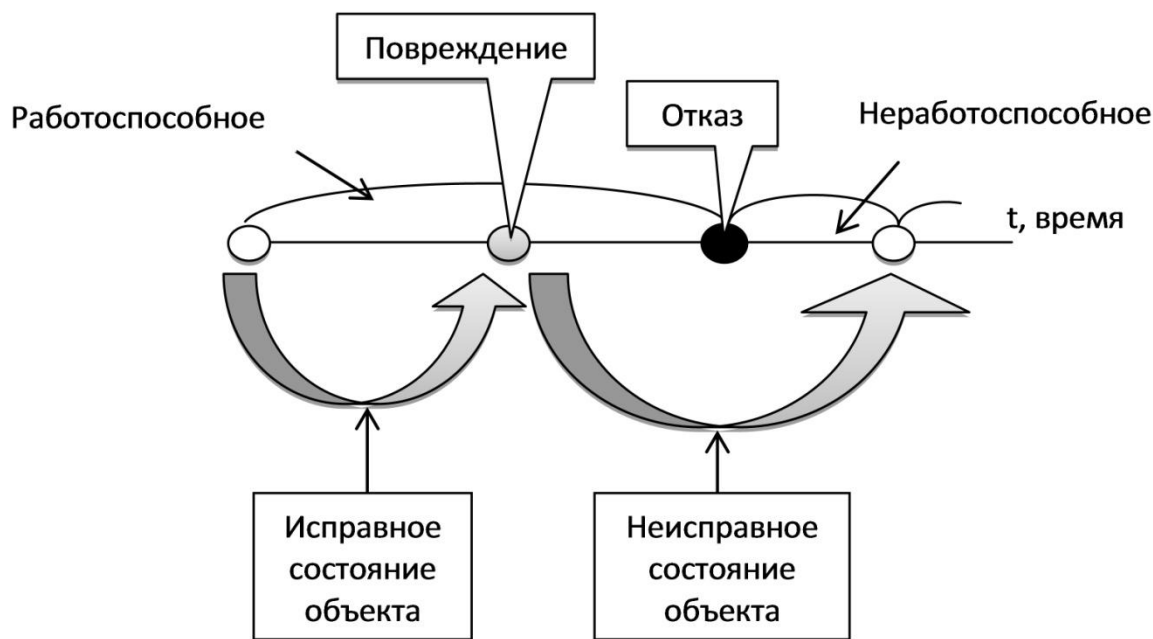
Единичное свойство надежности	Определение
Безотказность	Свойство объекта сохранять работоспособность в течение некоторой наработки без вынужденных перерывов
Долговечность	Свойство объекта сохранять работоспособное состояние при установленной системе технического обслуживания и ремонта
Ремонтопригодность	Приспособленность объекта к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния
Сохраняемость	Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или)транспортирования

# Определения дополнительных свойств надежности

Дополнительное свойство надежности	Определение
Режимная управляемость	Способность системы обеспечивать надежность за счет управления режимом
Живучесть	Свойство системы противостоять каскадному развитию аварий с массовым отключением питания потребителей
Устойчивость	Способность системы возвращаться в исходное состояние после снятия воздействия (для ГНП не применяется)
Устойчивоспособность	Свойство системы сохранять устойчивость (для ГНП не применяется)
Безопасность	Проявление надежности для системы энергетики. Это свойство системы не допускать ситуаций, представляющих опасность для окружающей среды и персонала

# ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

Рассмотрим объект как техническое изделие целевого назначения, который во времени может подвергаться некоторым воздействиям, и находиться в определенных состояниях в течение своего жизненного цикла



*Изменение состояний объекта во времени*

# Основные понятия, используемые в теории надежности

Термин теории	Определение
1	2
Исправность	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям, устанавливаемым нормативами технической документации
Неисправность	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований технической документации
Работоспособность	Состояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации
Неработоспособность	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической документации

Термин теории	Определение
1	2
Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправности
Отказ	Полная или частичная утрата объектом работоспособности
Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация либо невозможна, либо нецелесообразна
Наработка	Продолжительность или объем работы, из-за которой происходят повреждение и отказ. Наработка измеряется в календарных часах, циклах и др. единицах
Технический ресурс	Наработка объекта до наступления предельного состояния или между очередными ремонтами
Срок службы	Календарная продолжительность до наступления предельного состояния
Авария	Событие, заключающееся в переходе системы из одного уровня эффективности функций на другой, более низкий

# Отказы и их классификация

Отказы объекта разделяются на *полные*, которые приводят к потере работоспособности, и *частичные*, при которых возможно использование объекта с ограничениями. Для линейной части полным отказом может быть разрушение трубопровода и т. п. В качестве примеров частичных отказов можно привести микросвищ, устраняемый без остановки трубопровода, частичную закупорку сечения газопровода гидратами и т. п. При частичных отказах возможно использование линейной части трубопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу.

Кроме того, все отказы можно разбить на следующие группы: по времени наступления — внезапный отказ и постепенный отказ, по взаимосвязи с другими отказами — зависимый и независимый, а также конструктивный, производственный и эксплуатационный.

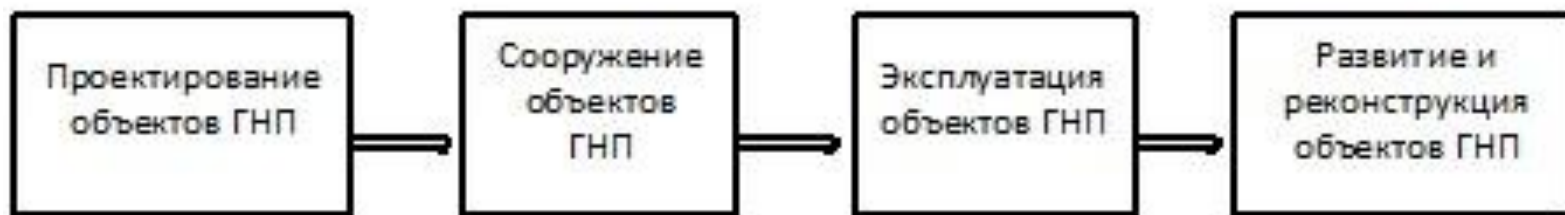
## ВИДЫ ОТКАЗОВ



*Система классификации отказов*

# *Этапы жизненного цикла систем ТХНГ и определение задач обеспечения их надежности*

Решение задач и выполнение требований надежности осуществляется на всех основных этапах жизненного цикла газонефтепроводов (ГНП): проектирования, эксплуатации и на этапе развития и реконструкции



*Этапы жизненного цикла газонефтепроводов*





**1. Этап проектирования.** На данном этапе формируются первоначальные показатели надежности газонефтепроводов с учетом технологических особенностей и конструктивных схем отдельных элементов и линейных участков.

При этом учитываются используемые материалы, определяются способы повышения безотказности и долговечности газонефтепроводов в характерных условиях окружающей среды. На этапе проектирования разрабатываются нормативы.

**2. Этап сооружения.** На данном этапе решаются задачи, связанные с разработкой способов технологического контроля строительного-монтажных процессов и методов проведения предпусковых испытаний линейной части повышенным давлением для выявления производственных дефектов.

**3. Этап эксплуатации.** На данном этапе решаются задачи, связанные с разработкой методов и способов определения технического состояния газонефтепроводов и поддержания свойств надежности, сформулированных на этапе проектирования, с разработкой методов обеспечения надежности.

Этап эксплуатации включает сбор и обработку статистических данных о надежности работы отдельных элементов трубопроводных систем, об отказах и ущербах, построение моделей надежности трубопроводных систем, выявление законов отказов и длительностей восстановления, разработку методов обеспечения надежности, методов расчета показателей надежности системы, разработку основных

**4. Этап развития и реконструкции.** На данном этапе особенно важен учет надежности с наибольшей экономической эффективностью. Этап развития и реконструкции частично совмещает первые три этапа жизненного цикла газонефтепроводов. На этом этапе решаются следующие основные задачи:


- определение необходимого уровня надежности газонефтепроводных систем;
- обеспечение заданного уровня надежности газонефтепроводных систем;
- оптимизация уровня надежности газонефтепроводных систем.

Здесь широко используются экономико-математические модели надежности газонефтепроводов.

# ***ТХНГ в процессе их эксплуатации и математические методы теории надежности.***

Специфика определения и обеспечения надежности газонефтепроводов на этапе их эксплуатации определяется выполнением основного требования надежности — обеспечением безотказной работы и временным фактором.

Оценка надежности эксплуатируемых газонефтепроводов основывается на статистических методах оценки показателей безотказной работы магистральных газонефтепроводов. В качестве объекта исследования используется линейная часть конкретного магистрального трубопровода, который является **«уникальным»**.

**Уникальность** заключается в том, что для линейной части эксплуатируемого трубопровода полностью исключается возможность постановки на испытание серии однотипных объектов, как, например, это возможно для секции трубопровода, еще не уложенной в грунт. 

Данное обстоятельство обуславливает невозможность проведения планирования эксперимента. Поэтому очень усложняется использование вероятностно-статистических методов оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов, поскольку для эксплуатируемых трубопроводов получают оценки надежности на основе статистики имеющихся отказов, т. е. **вначале** допускают аварийные ситуации, а **потом** оценивают надежность.



Нарастание доли износных отказов порождает дифференцированную оценку безотказности различных объектов линейной части, что влечет за собой разработку методов оценки безотказной работы линейной части магистральных трубопроводов на основе изучения физических причин разрушения трубопроводов. Однако, данный подход обусловлен двумя крайностями, которые затрудняют описание процесса разрушения линейной части. В одном случае модель **слишком упрощается**, что адекватно не отражает функций процесса разрушения трубопровода. В другом случае наоборот — модель **слишком усложнена** и имеет скорее теоретическое, а не практическое значение, так как основывается на информации, которую трудно



**Математические методы теории надежности основываются на использовании элементов:**

- теории вероятностей,
- математической статистики,
- теории массового обслуживания,
- теории случайных процессов,
- теории графов,
- методов оптимизации.

## ***Техническое состояние линейной части МН и МНПП***

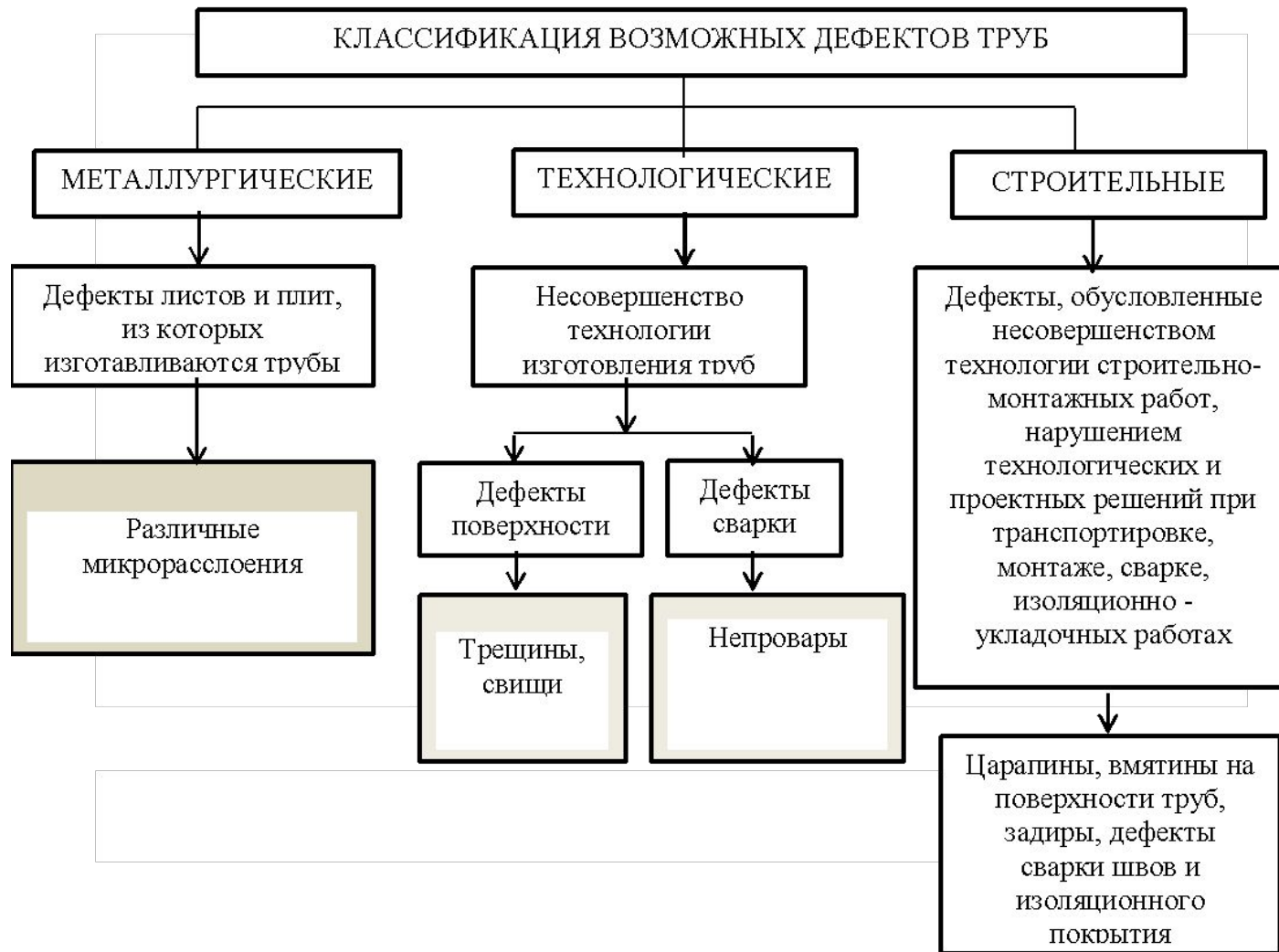
Объектами исследования надежности в системе магистральных нефтепроводов могут рассматриваться:

- магистральные нефтепроводы в целом или отдельные эксплуатационные участки магистральных нефтепроводов;
- определенная группа магистральных нефтепроводов или эксплуатационных участков, имеющих единую систему оперативного управления;
- линейная часть; нефтеперекачивающие станции (НПС); резервуарный парк;
- технологические элементы (конструкции) объектов (резервуар, нефтеперекачивающий агрегат и т. п.);
- арматура, предохранительное и измерительное оборудование.

## Возможные причины линейной части нефтепровода

Исправное состояние линейной части магистральных нефтепроводов определяется в основном *несущей способностью*, *герметичностью*, а также работоспособностью запорно-регулирующих устройств и состоянием предохранительной арматуры.

Состояние *несущей способности* и *герметичности* определяется наличием внутренних скрытых дефектов на момент начала его эксплуатации, наличием износа стенок и старением трубопровода в результате воздействия на него нагрузок.



## Эксплуатационные дефекты трубопроводов

К числу наиболее опасных видов разрушения относятся *электрокоррозия* — локальное разрушение анодных участков на поверхности металла трубопроводов, где блуждающие токи стекают в грунт, и *канавочная коррозия* — разрушение внутренней поверхности труб (в виде канавок) на восходящих участках трубопровода, где наблюдается скопление воды в застойной зоне.

*Внутренние коррозионные* повреждения магистральных нефтепроводов возникают, в основном, в местах скопления воды, которая появляется в трубопроводе в результате применения водяного пара и водяного охлаждения в процессе переработки нефти, конденсации атмосферной влаги в газовом пространстве резервуаров, негерметичности кровли резервуаров и т. п. Часть воды из резервуаров попадает вместе с нефтепродуктами в нефтепроводы. Присутствие воды в нефти объясняется тем, что ее не удается полностью отделить от нефти в процессе промышленной подготовки.

В местах нарушения изоляционного покрытия магистральных нефтепроводов появляются внешние коррозионные повреждения труб.

## Причины аварий на магистральных нефтепроводах

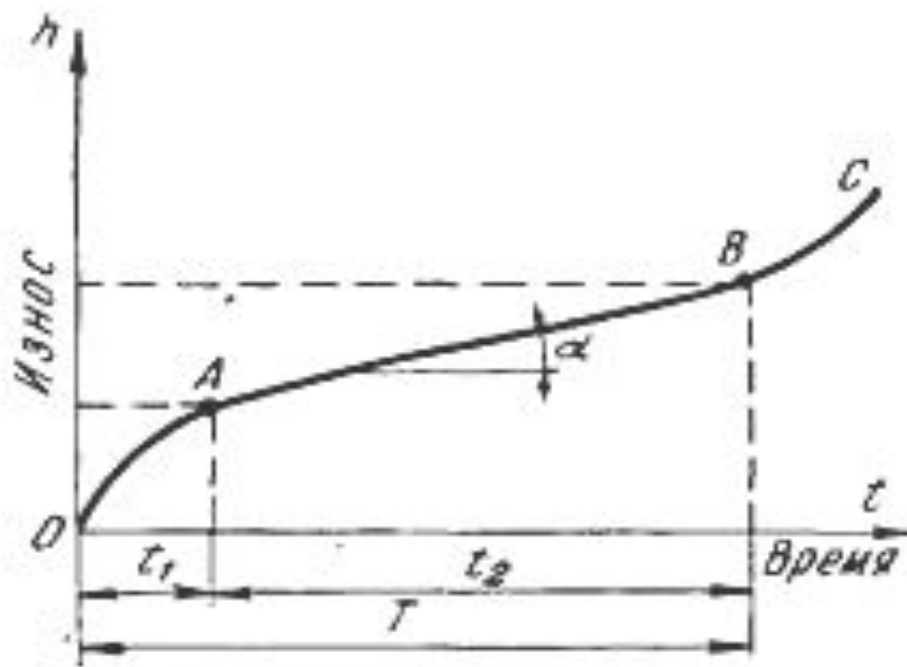


# *Техническое состояние объектов, входящих в состав НПС*

- Механотехнологическое оборудование
- Электротехническое оборудование
- Инженерные сооружения и коммуникации

## Износ деталей и узлов оборудования перекачивающей станции

Степень износа определяют с целью установления стоимости оборудования на какой-либо определенный момент. Кроме того, износ одних деталей часто влечет за собой повышенный износ сопряженных с ними. При износе возникают дополнительные динамические нагрузки и прочность деталей уменьшается, что повышает вероятность неожиданных поломок и аварий.





В перечень механо-технологического оборудования НПС для учета отказов входят:

- магистральный насос;
- подпорный насос;
- гидромуфта магистрального насоса;
- система смазки магистрального насоса;
- система обратного водоснабжения, система охлаждения двигателей магистрального насоса;
- система вентиляции магистральной и подпорной насосной станций;
- запорная арматура;
- предохранительная арматура;
- регулирующая арматура;
- система сглаживания волн давления, система защиты от гидравлического удара;
- фильтр-грязеуловитель;
- система дренажа, сбора и откачки утечек.

# Основные причины отказов механо-технологического оборудования и аварийных остановок НПС

## Магистральные насосы:

- повышенные утечки нефти (нефтепродукта) в торцевых уплотнениях (износ трущейся пары; износ резинотехнических изделий; заклинивание, (заедание) пружины; наличие механических примесей в торцевом уплотнении; наличие парафина в торцевом уплотнении);
- разрушение или повреждение подшипников скольжения;
- разрушение или повреждение радиально-упорного подшипника;
- неисправность соединительной муфты;
- повышенная вибрация агрегата (расцентровка; дисбаланс ротора насоса; дисбаланс соединительной муфты; попадание посторонних предметов в рабочее колесо; ослабление затяжки анкерных болтов);
- - негерметичность корпуса насоса по отношению к внешней среде (в том числе, негерметичность к внешней среде по разъему «корпус-крышка», фланцевому соединению);
- - течь масла из-за износа лабиринтных уплотнений.

## **Подпорные насосы:**

- повышенные утечки нефти (нефтепродукта) в торцевых уплотнениях (износ трущейся пары; износ резинотехнических изделий; заклинивание, (заедание) пружины);
- повышенная температура корпуса насоса;
- разрушение или повреждения подшипников скольжения;
- разрушение или повреждения радиально-упорного подшипника;
- неисправность соединительной муфты (в том числе, касание соединительной муфты за ограждение);
- повышенная вибрация агрегата (расцентровка; дисбаланс ротора насоса; попадание посторонних предметов в рабочее колесо; ослабление затяжки анкерных болтов; неисправность вала насоса);
- течь масла из-за износа лабиринтных уплотнений;
- потеря герметичности корпуса насоса по отношению к внешней среде.

## **Система смазки магистрального насоса:**

- неисправность насосов подачи масла (в том числе, неисправность резервного маслоснасоса; маслоснасос не развивает давление; разгерметизация маслоснасоса; неисправность соединительной муфты маслоснасоса; износ резиновой вставки соединительной муфты);
- неисправность запорной арматуры;
- неисправность аппаратов воздушного охлаждения масла (в том числе, негерметичность к внешней среде секции маслоохладителя);
- снижение уровня масла в рабочем маслобаке;
- засорение фильтров для очистки масла;
- потеря герметичности фланцевых (резьбовых) соединений;
- - масло не соответствует нормативным требованиям;
- - засорение отверстия дроссельной шайбы трубопровода подачи масла;
- - не герметичность маслопровода.

## **Система оборотного водоснабжения, система охлаждения двигателей магистрального насоса:**

- неисправность насосов подачи воды для охлаждения электродвигателей (в том числе, насос не развивает давление; неисправность соединительной муфты насоса);
- неисправность запорной арматуры;
- неисправность аппаратов воздушного охлаждения воды (в том числе, негерметичность к внешней среде секции охладителя воды);
- снижение уровня воды в рабочем баке;
- потеря герметичности фланцевых (резьбовых) соединений;
- негерметичность трубопровода;
- некачественная подготовка воды.

### **Гидромуфта магистрального насоса:**

- снижение уровня смазывающей жидкости;
- ухудшение качества смазывающей жидкости;
- разрушение или повреждения подшипников скольжения.

### **Система смазки магистрального насоса:**

- неисправность насосов подачи масла (в том числе, неисправность резервного маслоснасоса; маслоснасос не развивает давление; разгерметизация маслоснасоса; неисправность соединительной муфты маслоснасоса; износ резиновой вставки соединительной муфты);
- неисправность запорной арматуры;
- неисправность аппаратов воздушного охлаждения масла (в том числе, негерметичность к внешней среде секции маслоохладителя);
- снижение уровня масла в рабочем маслобаке;
- засорение фильтров для очистки масла;
- потеря герметичности фланцевых (резьбовых) соединений;
- - масло не соответствует нормативным требованиям;
- - засорение отверстия дроссельной шайбы трубопровода подачи масла;
- - не герметичность маслопровода.

Структура отказов магистральных насосов по данным ПАО «АК»  
Транснефть»



## **Запорная арматура:**

- потеря герметичности корпуса по отношению к внешней среде (износ уплотнительных поверхностей; негерметичность уплотнения штока; износ штока; негерметичность к внешней среде по фланцевому соединению);
- потеря герметичность затвора;
- не правильная настройка конечных выключателей и муфты ограничения крутящего момента;
- разрушение или повреждение деталей бугельного узла (износ гайки штока, отсутствие смазки в бугельном узле);
- разрушение или повреждение деталей редуктора электропривода (вследствие попадания воды; износ деталей редуктора электропривода, отсутствие смазки).
- - не герметичность затвора; негерметичность к внешней среде по фланцевому соединению, по корпусу; заклинивание клапана; недостаточный уровень масла в демпферном устройстве (обратные клапаны технологических трубопроводов).



## **Система вентиляции магистральной и подпорной насосной станций:**

- обрыв приводного ремня;
- износ шкивов ременной передачи;
- разгерметизация или засорение воздухопроводов;
- попадание посторонних предметов в корпус вентилятора;
- повышенная вибрация (расцентровка; дисбаланс рабочего колеса; ослабление затяжки фундаментных болтов; ослабление болтов крепления корпуса подшипника);
- недостаточное количество смазки в подшипниках электродвигателя.

### **Предохранительная арматура:**

- потеря герметичности корпуса по отношению к внешней среде (по корпусу; по фланцевому соединению);
- потеря герметичности запорного элемента.

### **Регулирующая арматура:**

- потеря герметичности корпуса по отношению к внешней среде;
- неисправность привода.

## **Система сглаживания волн давления, система защиты от гидравлического удара:**

- потеря герметичности корпуса сбросного клапана по отношению к внешней среде;
- разрушение или повреждение диафрагмы (уплотнения) сбросного клапана;
- разрушение или повреждение камеры гидроаккумулятора;
- потеря герметичности корпуса разделительного бака по отношению к внешней среде;
- потеря герметичности пневмосистемы по отношению к внешней среде.

## **Фильтр-грязеуловитель**

- потеря герметичности корпуса по отношению к внешней среде;
- разрушение или повреждение концевой затвора.

### **Система дренажа, сбора и откачки утечек:**

- запарафинивание внутренней полости трубопроводов и сигнализаторов утечек;
- потеря герметичности трубопроводов по отношению к внешней среде;
- перелив емкости для сбора утечек и дренажа;
- неисправность насоса откачки из емкости сбора утечек и дренажа;
- неисправность запорной арматуры.

### **Прочее:**

- Прямки и трапы магистральных и подпорных насосных: затопление грунтовыми водами.

группы объектов, входящих в состав НПС	Состав оборудования объектов НПС	Причины отказов
Электротехническое оборудование	ЛЭП (воздушные и кабельные) Силовые трансформаторы Распределительные устройства Электродвигатели Системы автоматики Другое оборудование	ЛЭП: повреждение изоляторов и изоляции, обрыв проводов, тросов и их соединений, межфазное короткое замыкание. Силовые трансформаторы: деформация обмоток, потеря эластичности витков изоляции всех фаз и т.п. Распределительные устройства - отказы выключателей. Системы автоматики — ложное срабатывание защит.
Инженерные сооружения и коммуникации	Очистные сооружения Системы водоснабжения Системы канализации Системы теплоснабжения Другие системы	Не влияют непосредственно на надежность магистральных нефтепроводов

## Анализ отказов и аварий резервуаров

Исправное состояние резервуаров определяется их *несущей способностью, герметичностью и работоспособностью их оборудования.*

Аварии резервуаров напрямую связаны с наличием скрытых дефектов (трещины, прожоги, непровары и т. п.) и сквозных дефектов малых размеров, которые во время эксплуатации под действием переменных нагрузок (заполнение — опорожнение резервуара) развиваются. На первые три года эксплуатации приходится половина всех отказов, что свидетельствует о невысоком уровне качества строительно-монтажных и ремонтных работ. Следствием этого является тот факт, что 32% аварий происходят во время гидравлических испытаний, а 50% приходятся на первые три года

Распределение отказов и аварий на стальных резервуарах

На стадии строительства

3%

На стадии  
испытания

32%

На стадии  
эксплуатации

64%

На стадии  
ремонта

1%



Основными причинами отказов и аварий на резервуарах являются:

- коррозионный износ днища (как изнутри, в среде подтоварной воды, так и снаружи, из-за нарушения гидрофобного слоя основания днища) и нижних поясов стенки резервуара;
- дефекты сварных соединений и искажение формы стенки из-за низкого качества монтажа или неправильного выполнения основания;
- неравномерные осадки и локальные просадки основания;
- склонность некоторых марок стали к старению и хрупкому разрушению при низких температурах.

В общем случае причины аварий на подземных резервуарах сводятся к следующему:

1. Ошибки при проектировании (отсутствие учета геологических условий и сейсмичности, неправильный выбор генеральных размеров резервуаров, неправильный выбор конструкции, материалов, диапазона допустимых давлений и т. д.).

2. Ошибки при строительстве (отступления от проекта, некачественное выполнение работ и т. д.).

3. Неправильные действия персонала при эксплуатации подземного хранилища.

4. Естественные физико-химические процессы (коррозия, эрозия, старение).

5. Ущерб от случайных событий и третьих лиц.



## ***Надежность системы газоснабжения***

Любая система газоснабжения с точки зрения *надежности* представляет собой сложную производственную систему, состоящую из следующих структурных основных единиц:

1. Объекты добычи, сбора и промысловой подготовки газа или те же объекты на стадиях подземного хранения газа, которые по отношению к промысловым объектам являются резервом.

2. Линейная часть магистральных газопроводов с переходами через преграды, узлами подключения компрессорных станций (КС), пуска и приема очистных поршней, с линейной арматурой, средствами катодной защиты и связи.

3. Головная и линейные станции (КС) со всеми их системами и коммуникациями.

4. ГРС — объекты регулирования потоков газа по давлению и расходу между потребителями.

## ***Отказы линейной части МГ и их классификация***

Одним из главных факторов, определяющих надежность газотранспортной системы (ГТС), является *срок эксплуатации* газопроводов и компрессорных станций. По причине массового старения газопроводов и компрессорных станций возникает необходимость выполнения большого объема работ по поддержанию газотранспортной системы в работоспособном состоянии.

Противостоять *возникновению отказов* газотранспортной системы в настоящее время позволяют следующие факторы:

- наличие межсистемных переемычек;
- наличие резервных мощностей;
- разгрузка многих участков газопроводов.

# *Способы компенсаций недопоставок газа из-за крупных аварий*



*Процентное соотношение причин отказов линейной части магистральных газопроводов по данным ПАО «Газпром»*



*Запорная арматура* является одним из важных элементов, влияющих на надежность и эффективность эксплуатации ГТС. Анализ исследований показал, что подавляющее большинство невыполненных отключений участков МГ происходит по причине отказов запорно-регулируемой арматуры — 80%. На объектах ГТС эксплуатируется арматура - более 60% отечественного производства и 40% зарубежного.

# ***Классификация отказов линейной части магистральных газопроводов***

Для линейной части магистрального газопровода, как и для систем газоснабжения, различают понятия полного или частичного отказа.

*Полный отказ линейной части* — невозможность транспорта газа — наступает в следующих случаях:

- стихийного, аварийного случайного или преднамеренного нарушения герметичности труб, устранить которое без прекращения транспорта газа невозможно;
- события, связанного с закупоркой внутренней полости труб (например, в результате образования гидратов);
- случайного несанкционированного перекрытия линейной арматуры, в результате которого прекращается транспорт газа.

*Частичный отказ линейной части* магистрального газопровода — вынужденное по техническому состоянию газопровода снижение объема или давления транспортируемого газа

## Классификация отказов линейной части МГ

Название блока	Классификация отказов ЛЧ МГ
Блок отказов, связанных с проектом	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Ошибки в проекте.</li><li>2. Нарушение требований проекта</li></ol>
Блок механической прочности газопровода с очагами разрушений	<ol style="list-style-type: none"><li>1. По монтажным стыкам.</li><li>2. По телу трубы.</li><li>3. По заводским сварным швам (прямым или спиральным) или их сплошной зоне.</li><li>4. По причине строительных дефектов, вызванных наличием в очагах разрывов вмятин, царапин, забоин и рисков не заводского происхождения.</li><li>5. В оборудовании - в кранах, конденсатосборниках и т.п.</li></ol>
Блок отказов, связанных с механическими нарушениями герметичности труб в результате определенных причин	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Случайное повреждение механизмами.</li><li>2. Преднамеренное повреждение - диверсия.</li><li>3. Повреждение, вызванное стихийными событиями (землетрясение, оползень, наводнение и т.п.)</li></ol>

<b>Название блока</b>	<b>Классификация отказов ЛЧ МГ</b>
Блок эксплуатационных отказов и остановок, вызванных определенными причинами	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Превышение разрешенного давления.</li><li>2. Неправильные действия обслуживающего персонала.</li><li>3. Закупорка внутренней полости труб или аварийное несанкционированное перекрытие линейной арматуры.</li><li>4. Нарушение «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов» в части несвоевременного выявления и устранения неисправного состояния Л Ч, в том числе и по причине коррозии и стресс-коррозии.</li><li>5. Выполнение врезок и огневых работ, несвязанных с аварийными остановками по блокам 1, 2, 3 и 4 (пункты в блоках 1-4)</li></ol>



## *Причины отказов и аварий на компрессорных станциях*

Транспорт газа на значительные расстояния обеспечивают КС, на которых по данным ПАО «Газпром» ГПА составляют:

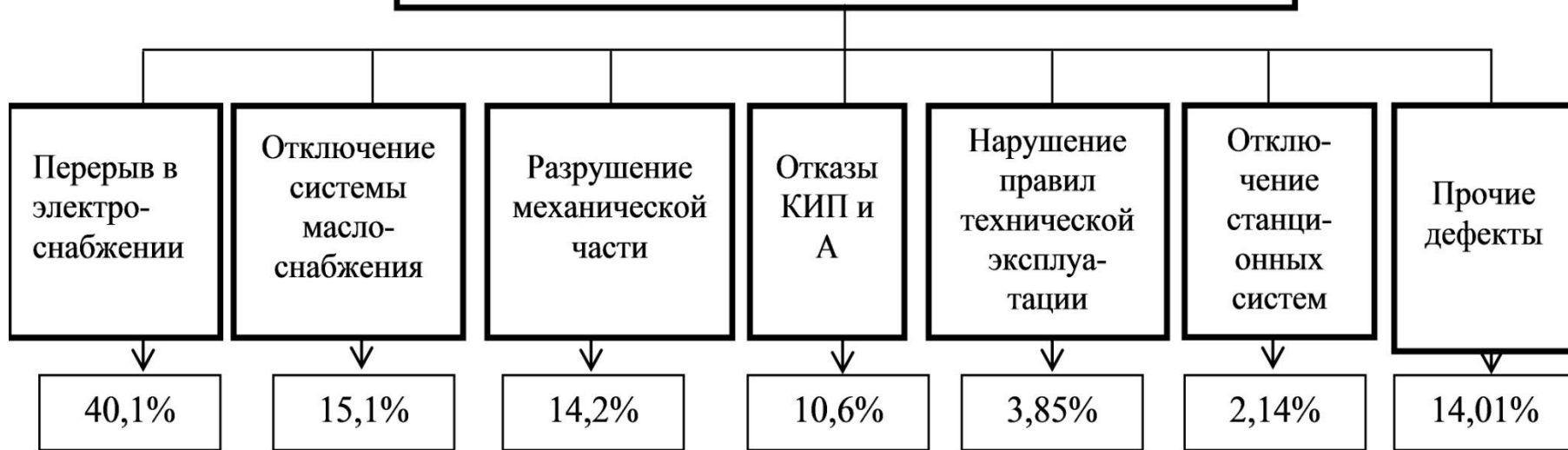
отечественные — 88%;  
импортные — 12%.

Процентное соотношение используемых на КС различных типов ГПА:

- с газотурбинным приводом — 85;
- с электрическим — 14;
- с поршневым — менее 1.

# Распределение отказов на компрессорных станциях

## ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



*Структурная схема состава ГПА с позиции обеспечения надежности работы*



Использование средств контроля, диагностики и исследования надежности и прогноз на их основе приводит к снижению следующих видов затрат на:

1. Техническое обслуживание.
2. Уменьшение длительности ремонта.
3. Увеличение межремонтного периода.
4. Уменьшение частоты диагностирования.

Анализ статистических данных по отказам и авариям на КС за последние 10 лет показывает, что основными причинами и факторами, способствующими их возникновению, являлись:

- повышение вибрации трубопроводов, а также просадки трубопроводов и опор-49%;
- дефекты изготовления оборудования (в первую очередь фасонных частей и арматуры) - 23%;
- погрешности монтажа — 17%;
- коррозия и износ — 11%.

## **Установление функциональной зависимости $F$ между факторами $x$ , воздействующими на систему, и откликами $y$ на воздействие.**

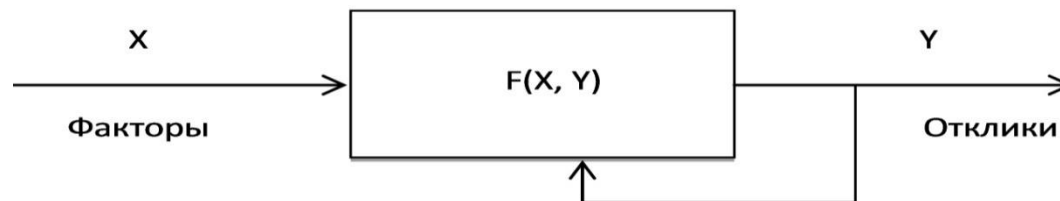
Для проведения исследований, построения моделей и оценки надежности газонефтеперевозочной системы (ГНТС) на этапе ее эксплуатации необходимо учитывать в совокупности следующие **факторы**:

- объем и структуру системы;
- взаимное влияние и независимость элементов, входящих в состав системы;
- ремонтпригодность системы;
- типы отказов — внезапные или постоянные;
- влияние условий эксплуатации и многое другое.

Для получения количественной оценки надежности действующей системы необходимо построить модель надежности каждого ее элемента на базе математического или компьютерного моделирования, основанного на вероятностных и статистических методах.

Главной задачей при построении модели надежности газонефтеперерабатывающей системы является установление функциональной зависимости  $F$  между факторами  $x$ , воздействующими на систему, и откликами  $y$ , которые являются реакцией системы на воздействие.

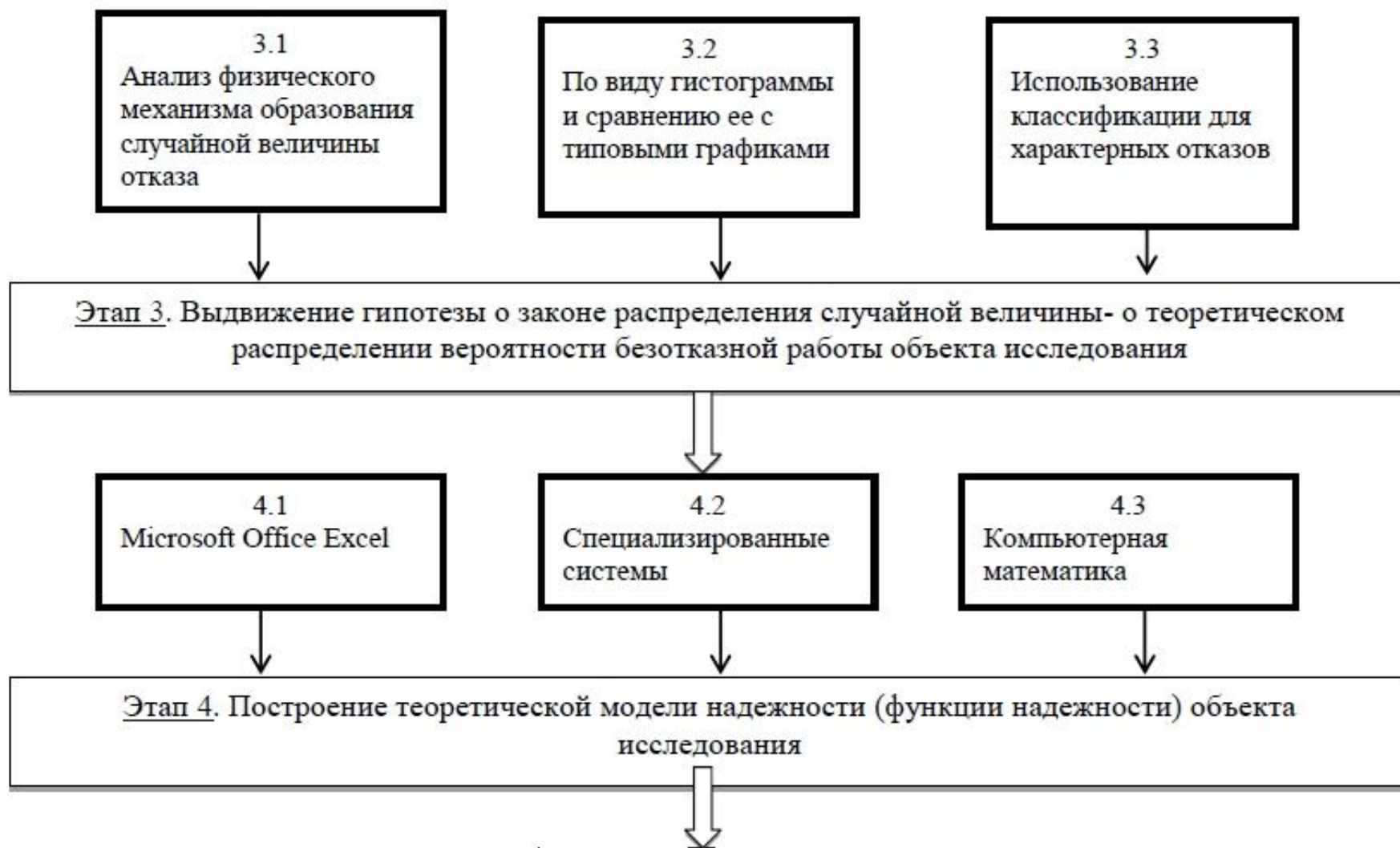
**Факторами** ( $x$ ) называются независимые переменные, а **откликами** ( $y$ ) — зависимые. Полученная функциональная зависимость позволяет провести расчеты количественных характеристик надежности систем ТХНГ или их параметров, что в конечном итоге дает возможность разработать управляющие воздействия, направленные на повышение надежности исследуемой системы.



**Алгоритм анализа и оценки эксплуатационной надежности объектов и систем ТХНГ.  
Этапы оценки эксплуатационной надежности систем ТХНГ**







5.1  
Корреляционный  
анализ

5.2  
Критерий согласия  
Пирсона

5.3  
Критерий согласия  
Колмогорова



Этап 5. Проверка гипотезы: соответствия построенной теоретической модели надежности действительности, т.е. проверка модели на адекватность действительности



6.1  
Интенсивность  
отказов

6.2  
Интенсивность  
восстановления

6.3  
Коэффициент  
готовности

6.4  
Коэффициент  
вынужденного  
простоя

6.5  
Коэффициент  
технического  
использования



Этап 6. Расчет количественных параметров и характеристик теоретической модели надежности объекта. Прогноз



Этап 7. Разработка управляющего воздействия на повышение надежности системы ГНП на базе технико- экономического анализа

**Первый этап.** На данном этапе формулируется постановка задачи надежности газонефтепроводной системы. Проводится анализ факторов, влияющих на надежность системы. Анализ включает описание условий функционирования системы. Определяется требуемый уровень подробности рассмотрения системы. В теории надежности провести четкое разделение систем на простые и сложные достаточно трудно, поэтому выделяются только существенные факторы, влияющие на надежность системы.

На данном этапе применяются допущения и ограничения, исходя из которых строится *структурная модель-схема надежности* системы ТХНГ с последовательно-параллельными соединениями элементов на базе правил приводимых и неприводимых систем.

**Второй этап.** На этом этапе производится сбор и обработка наблюдений по отказам элементов системы ТХНГ на основе конкретных статистических методов анализа данных. Проверяется однородность исследуемых данных, т. е. устанавливается принадлежность результатов наблюдений одной и той же генеральной совокупности. Очень важной задачей на данном этапе является *построение вариационного ряда* — статистического распределения вероятности безотказной работы объекта исследования в рассматриваемом интервале времени.

**Третий этап.** Определяется переход от реальной исследуемой системы к ее математической абстракции, т. е. построение математической модели надежности исследуемого объекта. Для этих целей используется качественная оценка статистической информации на базе ее графического представления с учетом характерных законов распределения отказов, присущих конкретным элементам систем ТХНГ. Итогом исследования на данном этапе является *выдвижение гипотезы о виде закона распределения случайной величины* — о теоретическом распределении вероятности безотказной работы. Выдвижение гипотезы о законе распределения случайной величины обосновывается.

**Четвертый этап.** На данном этапе выбираются методы математического и компьютерного моделирования. Например, для компьютерного моделирования это может быть метод наименьших квадратов или графический метод — линий тренда, или метод регрессионного анализа. В качестве компьютерной среды можно использовать как статистические специализированные системы программ, так и пакеты анализа данных в Excel или системы компьютерной математики. В результате компьютерного моделирования строят *теоретическую модель надежности* объекта исследования и вычисляют статистические параметры модели надежности.

**Пятый этап.** Проводится исследование соответствия теоретической модели надежности действительности (проверка модели на адекватность действительности), т. е. производится проверка гипотез. Для этих целей используются критерии согласия и корреляционный анализ. В результате этого приводится обоснование принятой модели.

**Шестой этап.** Вычисляются *количественные параметры и характеристики надежности* исследуемого объекта на базе построенной модели. Определяются интенсивность отказов, математическое ожидание наработки между отказами, среднее время (математическое ожидание) восстановления объекта исследования, коэффициент готовности, коэффициент вынужденного простоя, коэффициент технического использования и т. п.

**Седьмой этап.** Осуществляется выработка управляющего воздействия на повышение надежности объектов систем ТХНГ на базе технико-экономического анализа.



## **Сбор и обработка статистических данных об отказах систем ТХНГ и построение моделей надежности**

Статистическая информация необходима для решения следующих задач:

- организации и управления техническим оборудованием систем магистральных газонефтепроводов;
- организации и управления ремонтом систем магистральных газонефтепроводов;
- планирования и управление материально-техническим снабжением ремонтных работ;
- планирования и управление технической диагностикой оборудования и сооружений магистральных газонефтепроводов по их фактическому состоянию;
- оптимизации управления системой магистральных газонефтепроводов

На основе статистической информации строится выборка, обеспечение полноты и достаточности которой сопряжено с рядом следующих трудностей:

1. Определение отдельных характеристик надежности оборудования и его элементов возможно только на стадии эксплуатации.

2. Для газонефтепроводов характерна сравнительно малая серийность основного оборудования и относительно высокая его надежность.

3. Для газонефтепроводов существенным является наличие различия в эксплуатационных условиях.

4. Существует определенная трудность в регистрации всех аварий и отказов.

5. Реконструкция и постоянная модернизация системы магистральных газонефтепроводов значительно усложняет сбор достаточной выборки для установления *закона распределения длительности безотказной работы оборудования.*

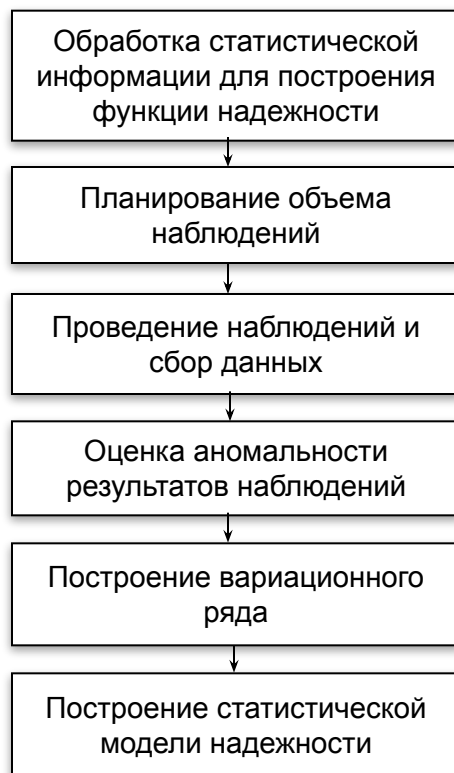
Основной целью систем сбора данных по надежности является повышение надежности оборудования эксплуатационными методами, поэтому система сбора статистической информации должна содержать данные о следующем:

- характерных проявлениях каждого отказа;
- причине, вызвавшей появление отказа;
- эффективности всех предшествующих мер по устранению отказа.

Кроме вышеперечисленного, система сбора статистической информации должна удовлетворять следующим требованиям:

- предусматривать регистрацию наработки элементов до замены с целью уточнения их ресурса;
- соответствовать требованиям автоматизированной обработки информации;
- давать возможность выполнять обобщения, которые могут охватить вопросы эксплуатации, ремонта и конструктивные изменения, вытекающие из анализа эксплуатационных данных.

## Этапы обработки статистической информации по отказам газонефтепроводов



## Критерии и показатели надежности восстанавливаемых объектов

### Средняя наработка на отказ

Среднее значение, или математическое ожидание, наработок между отказами имеет следующий вид:

$$M_L = T_H = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t$$

где  $T_H$  — наработка;  $t$  — время работы объекта после  $i$  отказов;  $N$  — число отказов за период наблюдения.

## Среднее время восстановления работоспособного состояния объекта

Среднее время, или математическое ожидание, восстановления определяется как среднее время вынужденного *нерегламентированного простоя* в период отыскания и устранения отказа. Это время вычисляется непосредственно по статистическим данным по формуле

$$M_{\eta} = T_{\text{В}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_{\eta i}$$

где  $t_{\eta}$ — время отыскания и устранения  $i$ -го отказа. Среднее время восстановления работоспособного состояния является характеристикой *ремонтпригодности* восстанавливаемого объекта.

## ***Комплексные показатели надежности восстанавливаемых объектов***

### **Коэффициент готовности**

Коэффициент готовности объекта  $K_r$  частично характеризует свойства безотказности и ремонтпригодности объекта. Данный показатель надежности восстанавливаемого объекта представляет собой вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, *за исключением запланированных периодов времени*, когда не предусмотрено использование объекта по назначению.

$$K_r = \frac{T_H}{T_H + T_B}$$

где  $T_H$  — средняя наработка (математическое ожидание) на отказ;  $T_B$  — среднее время (математическое ожидание) восстановления.

## Коэффициент вынужденного простоя

Коэффициент вынужденного простоя объекта или аварийного состояния (аварийный ремонт) объекта  $K_{\text{п}}$  связан с коэффициентом готовности следующим выражением:

$$K_{\text{п}} = 1 - K_{\text{г}}$$

Коэффициент вынужденного простоя представляет собой вероятность того, что объект будет находиться в неплановом ремонте.



## Коэффициент технического использования

Коэффициент технического использования объекта, характеризует те же свойства объекта, что и коэффициент готовности, но дополнительно учитывает простой в резерве и пребывание объекта в планово-предупредительном ремонте.

$$K_{ТИ} = \frac{T_n}{T_n + T_v + T_{пр} + T_{рез}}$$

где  $T_n$  — средняя наработка (математическое ожидание) на отказ (наработка между отказами — работа под нагрузкой);  $T_v$  — среднее время (математическое ожидание) восстановления;  $T_{пр}$  — среднее время (математическое ожидание) планово-предупредительного ремонта;  $T_{рез}$  — среднее время (математическое ожидание) простоя в резерве.

## Способы и средства обеспечения надежности систем ТХНГ на этапе их проектирования

Основными этапами жизненного цикла магистральных трубопроводов являются этап проектирования, где закладывается так называемая *конструктивная надежность*, и этап эксплуатации, на котором обеспечивается надежная перекачка нефти, нефтепродуктов и газа. Главная задача этапа эксплуатации — максимально «поддержать» конструктивную надежность, которая была заложена на стадии проектирования, т. е. обеспечить минимальное отклонение параметров, заложенных на стадии проектирования, от допустимых норм. Если эти нормы будут нарушены за время эксплуатации, то необходимо в минимальные сроки восстановить допустимое значение параметров объектов (сооружений и оборудования) магистральных трубопроводов. Поэтому система магистральных трубопроводов с точки зрения надежности рассматривается как сложная восстанавливаемая система. Этап развития и реконструкции жизненного цикла магистральных трубопроводов практически сочетает в себе вышеупомянутые два этапа (проектирование и эксплуатацию).

Этапы проектирования и эксплуатации взаимосвязаны. Взаимозависимость проявляется в следующем. Во время эксплуатации выявляются факторы негативного влияния (воздействия) на процесс перекачки нефти и газа по магистральным трубопроводам, главная задача которого — *в заданное время поставить заданный объем перекачиваемого продукта заказчику*. На основе опыта эксплуатации разрабатываются конструктивные решения повышения надежности, которые закладываются на стадии проектирования, позволяя максимально нейтрализовать воздействие негативных факторов и тем самым повысить и обеспечить эксплуатационную надежность магистральных трубопроводов. Процесс взаимодействия по мере развития технического прогресса совершенствуется и является бесконечным во времени (рис. 15.1).

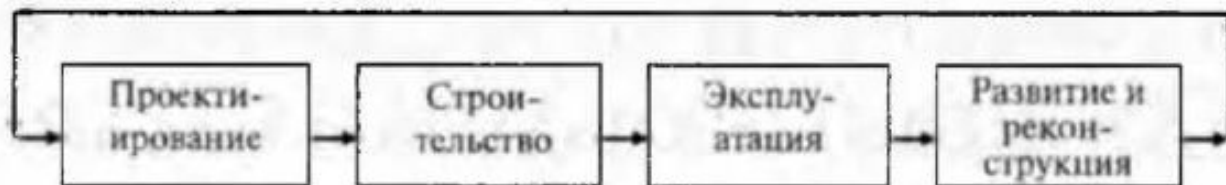


Рис. 15.1. Этапы жизненного цикла магистральных трубопроводов

Обеспечить эксплуатационную надежность более проблематично, чем конструктивную («проектную»). Основными являются следующие две причины. Во-первых, нельзя поставить эксперимент и полностью выявить факторы риска. Во-вторых, нет единой унификации, т. е. отсутствуют «универсальные» магистральные трубопроводы. Все они имеют разные технические параметры, время и условия прокладки, оборудование и т. п. в сложной системе трубопроводного транспорта нефти и газа.

Наиболее проблемными и дорогостоящими с точки зрения обеспечения надежности являются линейные сооружения. К основному линейному сооружению относится линейная часть магистрального трубопровода, т. е. собственно трубопроводы, сваренные в непрерывную нитку.

Для обеспечения бесперебойной поставки заказчику по магистральным трубопроводам в заданное время заданного объема нефти **на стадии проектирования используются следующие основные способы обеспечения надежности:**

- 1. Резервирование магистральных трубопроводов (МТ).*
- 2. Деление магистрального нефтепровода на эксплуатационные участки.*
- 3. Защита трубопроводов от нагрузок по давлению (контроль режимов).*
- 4. Защита трубопроводов от коррозии.*
- 5. Закрепление ТП на проектных отметках.*
- 6. Применение систем автоматизации и телемеханизации технологических процессов.*



Рис. 15.2. Обеспечение надежности на стадии проектирования

## **РЕЗЕРВИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Резервирование используется как один из основных способов повышения надежности магистральных газонефтепроводов. Проектирование магистральных трубопроводов предусматривает резервирование оборудования, линейной части и пропускной способности магистрального трубопровода.

### **Резервирование оборудования**

В нормативных документах по проектированию предусматривается установка резервных подпорных и магистральных насосов в зданиях насосных на НПС и газоперекачивающих агрегатов на КС. При числе *рабочих* насосов до трех предусматривается один резервный насос (газоперекачивающий агрегат), а при большем числе рабочих насосов (газоперекачивающий агрегат) — два резервных.

## **Резервирование линейной части магистрального трубопровода**

Резервирование линейной части магистрального трубопровода для обеспечения надежного транспорта нефти и газа осуществляется следующими средствами:

- завышением толщины стенки труб;
- прокладкой резервных ниток (для подводных переходов);
- сооружением многониточных газопроводов с перемычками.

Расчет стенки труб производится с учетом коэффициента перегрузки по рабочему давлению. Завышение толщины стенки труб рассчитывается на основании использования коэффициента безопасности по материалу, который зависит от способа изготовления труб и применяемой стали, и коэффициента надежности по назначению трубопровода, величина которого зависит от диаметра трубопровода и вида перекачиваемого продукта.



12.1.2. Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  следует определять по формулам

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, (2)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, (3)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по [таблице 1](#);

$k_1, k_2$  - коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по [таблицам 10 и 11](#);

$k_H$  - коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по [таблице 12](#).

Таблица 1

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m$
V	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

## Резервирование пропускной способности магистрального нефтепровода

Плановая производительность магистрального нефтепровода  $G$ , которую необходимо обеспечить при его полном развитии, указывается в задании на проектирование в млн т/год. Расчетная часовая пропускная способность магистрального нефтепровода вычисляется по формуле

$$Q = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho}, \quad (15.1)$$

где  $N_p$  — расчетное число дней перекачки;  $\rho$  — расчетная плотность перекачиваемой нефти.

Расчетное число дней перекачки нефти (рабочих дней) магистральных нефтепроводов зависит от протяженности и диаметра магистрального нефтепровода и определяется по справочной таблице «норм» технологического проектирования.

За счет занижения расчетного числа дней перекачки относительно фактического числа дней в году расчетная пропускная способность магистрального нефтепровода завышается в  $365/7V$  раз. Это составляет от 2,2 до 4,5%.

## ДЕЛЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ УЧАСТКИ

Если длина магистрального нефтепровода имеет большую протяженность, то его разбивают на *эксплуатационные участки*, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. «Нормами проектирования» установлена длина одного эксплуатационного участка: для магистрального нефтепровода — 600 км и для магистрального нефтепродукто-провода — 800 км.

В начале нефтепровода находится головная насосная станция, которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если один магистральный нефтепровод обслуживает несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории. На эксплуатационном участке с интервалом 50—150 км вдоль трассы располагаются промежуточные перекачивающие станции. Выход из строя одной нефтеперекачивающей станции приводит к отключению сразу нескольких других станций вследствие срабатывания системы защиты от чрезмерно малых и чрезмерно высоких давлений.

Чтобы обеспечить надежную бесперебойную перекачку нефти промежуточные насосные станции на концах эксплуатационных участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным 0,3—1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Головная насосная станция отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода [37]. Общий объем резервуарной емкости в системе магистрального нефтепровода зависит от протяженности и диаметра магистрального нефтепровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарным парком оборудуются подпорными насосами.

Наличие эксплуатационных участков с резервуарным парком в начале и конце участка магистрального нефтепровода позволяет получить вместо одного несколько *независимых* состыкованных друг с другом «трубопроводов». Деление магистрального нефтепровода на эксплуатационные участки приводит к тому, что отказ нефтеперекачивающей

станции одного участка не влияет на работу нефтеперекачивающих станций других участков.

Таким образом, резервуарные парки в системе магистральных трубопроводов играют роль не только «накопителя» нефти или каждой марки нефтепродукта в соответствии с принятым числом циклов последовательной перекачки, но и *буфера*, компенсирующего разницу в расходах поступления и откачки нефтепродуктов.

## ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ НАГРУЗОК ПО ДАВЛЕНИЮ

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов периодически происходят запуск и остановка насосных агрегатов на насосных перекачивающих станциях (НПС). Кроме плановых остановок/запусков насосных агрегатов, связанных с необходимостью изменения режима транспортировки нефти, также могут происходить несанкционированные остановки насосов или всей НПС, связанные, например, с нарушением электроснабжения.

В случае остановки на НПС насосных агрегатов по нефтепроводу вверх от НПС (против направления потока нефти в трубопроводе) распространяется волна давления, прохождение которой по участку нефтепровода между насосными станциями может привести в некоторых местах к повышению давления *выше уровня, определяемого несущей способностью трубопровода*. При этом поток жидкости в участке, предшествующем отключенному, затормаживается и возникает волна повышенного давления, которая со скоростью звука в жидкости движется в направлении, обратном

направлению перекачки. Сумма давления, развиваемого станцией, предшествующей остановленной, и ударного давления может превысить допустимую величину и вызвать разрыв магистрального трубопровода. Как показывает опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, в наиболее опасном положении оказывается участок трубы на расстоянии 20—40 км по потоку (по ходу течения нефти) от станции, предшествующей остановленной. Наиболее опасным случаем является отключение *промежуточной* НПС.

Перегрузки по давлению называют гидравлическим ударом (гидроударом) и возникают при любых изменениях скорости перекачки.

*Гидроудар* — это кратковременная инерционная сила, действующая на трубопровод со стороны жидкости в случае резкого торможения потока, например при быстром перекрытии сечения трубопровода.

*Причинами* возникновения гидравлического удара во время эксплуатации нефтепроводов являются:

1. Резкое перекрытие какого-либо сечения нефтепровода.
2. Смыкание разрыва сплошности потока нефти в трубопроводе.
3. Взрывное воспламенение парогазовой «пробки» в нефтепроводе из-за электроискры или нагрева при сжатии.

Для защиты от чрезмерных давлений и гашения гидроудара разработаны специальные устройства и способы:

- система сглаживания волн давления (ССВД);
- система создания волны пониженного давления;
- воздушный колпак;
- предохранительный клапан;
- системы автоматического регулирования давления.

