

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель программы
аспирантуры
профессор А.М. Щипачёв

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составители:	Профессор А.М. Щипачев

Санкт-Петербург

ВВЕДЕНИЕ

Россия имеет разветвленную сеть магистральных газопроводов. Ее протяжённость составляет более 220 тысяч километров (с отводами). В настоящее время возрастают давление перекачки и протяжённость отдельных газонефтепроводов. Они пролегают по различным климатическим зонам, включая северные территории, в условиях вечной мерзлоты, болот, сейсмической активности. Условия их сооружения и эксплуатации часто близки к экстремальным.

Конструкции газопроводов, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены воздействиям окружающей среды. При эксплуатации трубопроводов возможны экстремальные ситуации в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ними деформаций грунта и силовых воздействий. Бывают отклонения от необходимых требований при выполнении строительных работ и эксплуатации специальной техники. Все это приводит к нерасчетным напряжениям, возможным перегрузкам и недопустимым деформациям конструкции. Следует учесть, что согласно нормам газопроводы рассчитывают на прочность по предельному состоянию, что существенно уменьшает запас прочности.

Повышение эксплуатационных требований к современным газонефтепроводам вызывает необходимость более точных оценок характеристик надёжности. Необходимо как можно более точно знать характеристики надёжности, в частности, ресурсные, которые могли бы гарантировать безотказную эксплуатацию газонефтепровода в течение заданного периода. В связи с этим все большее значение придаётся теории надёжности: её изучению и дальнейшему развитию.

РАЗДЕЛ 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАДЕЖНОСТИ

Надёжность является комплексной характеристикой состояния технического объекта. Она имеет качественный характер. Надёжность состоит в свою очередь из различных категорий (показателей) которые количественно характеризуют надёжность конкретного технического объекта. Набор их может быть различен применительно к конкретному объекту. Объектом может быть система в целом или отдельный элемент.

Существует система государственных стандартов, которые определяют понятия, связанные с надёжностью, устанавливают порядок расчета надёжности, исходные данные для определения надёжности и прочие вопросы, связанные с надёжностью.

ГОСТ 21.002-2015 содержит термины и определения по надёжности в технике. При этом используется понятие технического объекта как предмета рассмотрения, на который распространяется терминология надёжности в технике. Это может быть система трубопроводов в целом, конкретный трубопровод, линейная часть, конкретное оборудование – зависит от решаемой задачи. Техническим объектом может быть как элемент, так и система в целом.

Надёжность определяется как свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Надёжность связана с такими понятиями, как безопасность, риск, ресурс (являющийся показателем самой надёжности). К примеру, для увеличения безопасности, уменьшения риска требуется уменьшать ресурс. На рис. 1 показана эта взаимосвязь.



Рис. 1. Взаимосвязь надёжности и производных технических показателей.

Структурная схема надёжности газопроводов приведена на рис. 2.



Рис. 2. Структурная схема надежности газопроводов

На схеме видно, что надежность определяется: выбранным материалом, конструкцией технического объекта и действующими на него нагрузками.

1.1 Системный подход к надежности

При анализе надежности трубопроводов, как и других технических объектов, используют классическую кривую расчетного срока службы, на которой выделяют три этапа: этап приработки, когда имеется значительная вероятность отказов; этап устойчивой эксплуатации и этап вывода из эксплуатации. В конце срока службы, вероятность отказов снова возрастает (рис. 3).

График на рис. 3 показывает, что период эксплуатации газопровода с минимальными отказами можно увеличить (пунктирная кривая) путем применения инспекции и профилактических мероприятий.



Рис.3. Вероятность безотказной работы $P(t)$ технических систем в зависимости от срока эксплуатации

Условно можно представить, что надежность складывается из прочности материала трубы, сварных соединений, эффективности конструктивных решений и характера нагрузок. К этим элементам применяется аппарат прочностных расчетов, на основе которого формулируются расчетные критерии и выполняются оценки надежности и ресурса исследовательского плана, что в результате дает возможность создать нормативные материалы, методические рекомендации и

средства повышения механической надежности. Если посмотреть на проблему механической надежности с других позиций, например производственных, то составляющие надежности - это, очевидно, три взаимосвязанных и взаимообусловленных процесса: проектирование - когда закладываются теоретические основы возможностей конструкций и материала; строительство - качество строительно-монтажных операций, сварки, земляных работ и т.п.; эксплуатация - соблюдение технологических режимов, контроль за работоспособностью конструкции (рис. 4).

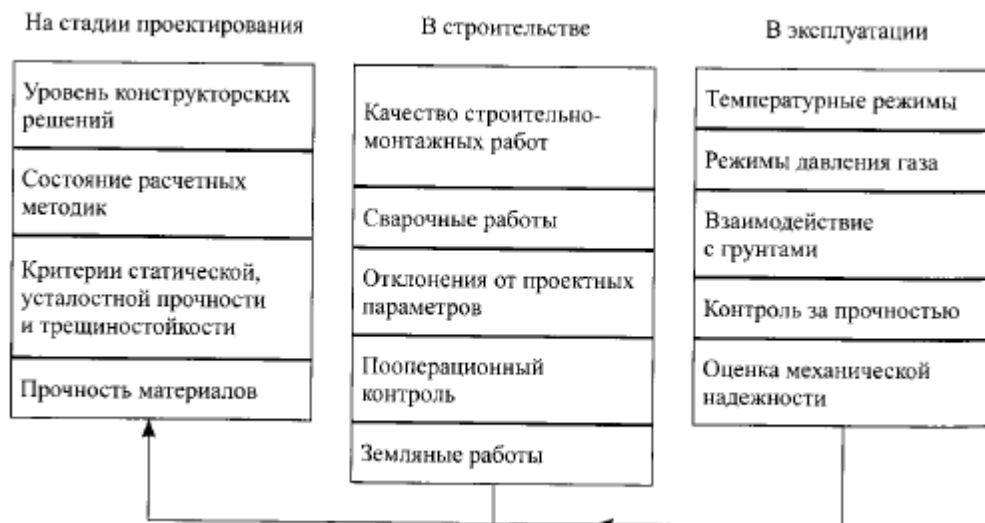


Рис. 4. Составляющие надежности газопроводов

В расчетах долговечности и надежности необходимо учитывать разброс механических свойств металла труб, случайный характер нагрузок в процессе эксплуатации, особенно нагрузок от пучения грунтов. Для получения этих данных следует использовать материалы статистических наблюдений, данные статистического разброса механических свойств трубной стали и др. данные.

Контрольные вопросы и задания:

1. Понятие надежности относится к количественным или качественным понятиям?
2. Как связаны ресурс технического объекта, его безопасность и риск?
3. Указать временные характеристики надежности
4. В чем суть вероятностного подхода к задачам надежности?
5. В чем заключается системный подход в надежности

1.2 ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И ИХ РАСЧЕТ

1.2.1. Цели расчета показателей надежности, источники статистической информации

Цель сбора статистической информации о надежности:

1. Установление численных показателей надежности
2. Расчет технико-экономических показателей, числа запчастей, плановых заданий.
3. Уточнение нормативов, инструкций, руководств по ТО, ремонтам
4. Определение причин отказов
5. Выявление элементов, лимитирующих надежность
6. Установление влияния условий и режимов эксплуатации на надежность
7. Определение путей повышения надежности

Источники информации и методы наблюдения:

- Хронометрические наблюдения
- Журналы отказов и инцидентов
- Дефектные ведомости

1.2.2. Определение количественных характеристик надежности по статистическим данным об отказах изделия.

1. Статическая оценка вероятности безотказной работы:

$$\hat{P}(t) = \frac{N - n(t)}{N},$$

где $n(t)$ – число изделий, отказавших к моменту времени t ; N – общее число изделий; $N - n(t)$ – число неотказавших изделий.

2. Статистическая оценка вероятности отказа:

$$\hat{q}(t) = \frac{n(t)}{N},$$

где $n(t)$ – число изделий, отказавших к моменту времени t .

3. Статическая оценка частоты отказов (относительная частота). Определяется выражением:

$$\hat{f}(t) = \frac{n(\Delta t)}{N \cdot \Delta t},$$

где $n(\Delta t)$ – число отказавших изделий на интервале Δt , Δt – интервал времени. $\Delta t : \left(t - \frac{\Delta t}{2}; t + \frac{\Delta t}{2} \right)$; N – число объектов в начальный момент времени.

4. Статистическая оценка интенсивности отказов определяется формулой:

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{n(\Delta t)}{N(t) \cdot \Delta t},$$

где $N(t)$ – число исправно работающих объектов на момент времени t или среднее число исправно работающих объектов за Δt .

Среднее число исправно работающих объектов за Δt :

$$N_{cp} = \frac{N_i + N_{i+1}}{2},$$

где N_i – число изделий, исправно работающих в начале интервала; N_{i+1} – число изделий, исправно работающих в конце интервала

5. Среднее время безотказной работы по статистическим данным изделия оценивается выражением:

$$m_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i,$$

где t_i – время безотказной работы i -го изделия; N – общее число изделий, поставленных на испытания.

Можно определять m_t из уравнения (при разбиении t на интервалы, $i = 1; m$):

$$m_t \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^m n_i \cdot t_{cpi},$$

где n_i – количество вышедших из строя изделий в i -ом интервале времени; t_{cpi} – среднее время интервала.

Среднее время интервала:

$$t_{cpi} = \frac{t_i + t_{i+1}}{2},$$

где t_i – время начала i -го интервала; t_{i+1} – время конца i -го интервала.

6. Статистическая оценка дисперсии времени безотказной работы изделия определяется формулой:

$$D_t^* = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (t_i - m_t^*)^2,$$

где D_t^* - статистическая оценка дисперсии времени безотказной работы изделия.

Контрольные вопросы и задания:

1. Какова цель сбора статистической информации о надежности?
2. Что относится к показателям надежности?
3. От чего зависит точность статистической оценки показателя надежности?
4. В чем преимущество статистического подхода перед детерминированным?
5. Что является представительной выборкой?

1.3 ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ. РАСПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

1.3.1 Вероятностная природа надежности

В указанных здесь исследовательских задачах методологически общим является то обстоятельство, что имеем дело, как правило, с системами, объективный анализ которых возможен на основе использования стохастических методов [9]. Разъясним данное утверждение.

Линейные сооружения (трубопроводы) пересекают различные климатические зоны, состоят из множества отдельных труб и в эксплуатации подвержены различным нагрузкам и воздействиям, переменным во времени и в пространстве. Это относится к функции давления газа, воздействиям грунтов, температурным колебаниям, а также другим нагрузкам, характерным для отдельных районов (сеймика, оползни, подводные течения, ветровые нагрузки и т.д.). Механические свойства материалов труб также подчиняются вероятностным законам, которые определяются исходя из статистических данных о металлургических плавках, поставках труб заводами-изготовителями. Указанные факторы свидетельствуют о том, что конструкцию трубопровода следует рассматривать как систему с вероятностными свойствами под действием случайных нагрузок.

Данная постановка вопроса обусловлена как особенностью трубопроводов, так и характером нагрузок, действующих на них. Действительно, трубы относятся к массовой продукции, свойства которой могут характеризоваться законами статистики. При расчетах на прочность важно знать, какое номинальное значение имеют предел прочности, предел текучести, а эти "чины в свою очередь описываются вероятностными иконами; в инженерной практике они представлены средним статистическим значением и средним квадратичным отклонением. При этом в зависимости от завода-изготовителя разброс в этих значениях может быть большим. Так для отечественных заводов значения среднего квадратичного отклонения предела прочности металла труб в 2-3 раза выше, чем на трубных заводах Запада. Эти факты необходимо учитывать при проектировании, и, например, расчет толщины стенки трубопровода прямо зависит от показателя предела прочности, т.е. от его закона вероятностного распределения. В связи с огромной металлоемкостью (в России около 180 тыс. км газопроводов большого диаметра) точный расчет этого параметра крайне важен.

Аналогичная ситуация складывается, когда рассматриваются нагрузки, действующие на трубопроводную конструкцию. Один из основных параметров нагрузок - давление газа. Непосредственные измерения этой величины, а также анализ записей в журналах текущего контроля на компрессорных станциях показывают, что функция давления газа является случайной и может быть описана стационарным случайным процессом. Причем учет переменности давления газа необходим для последующей оценки долговечности трубопровода, которая также выполняется стохастическими методами. Таким образом, прослеживается связь в решениях различных стохастических задач на этапах исследования, проектирования и эксплуатации.

Кроме того, при анализе несущей способности отдельных участков трубопроводов возникают задачи, эффективное решение которых возможно только в случае применения вероятностных методов. К одной из них относится задача о прочности трубопровода в мерзлых грунтах. В силу неоднородности грунтов вдоль оси трубопроводов нагрузки на него являются случайными, в основном по одной координате, и опасность пучения грунта для трубопроводов можно определить

лишь на основе решения соответствующей стохастической задачи. Аналогичные подходы, по-видимому, следует применять для надземных трубопроводов в ветровом потоке, подводных трубопроводов и т.д.

При рассмотрении методов решения стохастических задач для трубопроводов целесообразно исходить из конкретных условий. Например, для учета вероятностных свойств металла труб, по-видимому, достаточно использовать статистические методы теории случайных величин, опуская в первом приближении их зависимость от времени. При решении о действии случайных нагрузок или оценке долговечности трубопровода фактор времени или пространственной координаты нельзя игнорировать, поэтому необходимо применять теорию случайных процессов или случайных полей. Соответствующий математический аппарат этих теорий достаточно разработан. Например, большинство инженерных задач может быть решено с использованием корреляционной теории случайных функций.

Если рассмотреть в принципе круг исследовательских задач, в которых стохастические методы дают наиболее адекватное описание системы «трубопровод - окружающая среда» в эксплуатации, то условно можно составить следующую схему (рис.5), которая показывает, что основной проблемой является оценка надежности, долговечности и риска эксплуатации, для решения которой необходимо изучить ряд отдельных стохастических задач.



Рис.5. Применение стохастических методов в исследованиях трубопроводов

1.3.2. Статистические законы распределения характеристик надежности

Исследования надежности нефтегазового оборудования показывают, что показатели надежности в своем большинстве подчиняются следующим четырем распределениям:

- экспоненциальному (показательному);
- нормальному;
- логарифмическому нормальному;
- Вейбулла.

Экспоненциальное распределение характерно для начального периода эксплуатации. В этот период постепенные отказы еще не проявляются и надежность оборудования характеризуется внезапными отказами, которые вызываются неблагоприятным стечением многих обстоятельств и имеют постоянную интенсивность, которая не зависит от возраста изделия.

Экспоненциальным законом называется распределение, для которого

$$P(t) = e^{-\lambda t}$$

Так как интенсивность отказов не зависит от возраста изделия (отказы в период нормальной работы)

$$\lambda(t) = \lambda$$

Соответственно, плотность вероятности отказов будет

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Числовые характеристики экспоненциального закона следующие:

$$\lambda = \frac{1}{T}; T = M_{\zeta}; D = \frac{1}{\lambda^2}; \sigma = \frac{1}{\lambda}$$

Нормальный закон распределения. Распределение всегда подчиняется нормальному закону, если на изменение случайной величины оказывает влияние много примерно равнозначных факторов. Нормальному закону распределения подчиняются наработки до отказа многих восстанавливаемых и невосстанавливаемых изделий, размеры и ошибки измерений и т.п. Нормальное распределение является двухпараметрическим распределением с плотностью:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-M_t)^2}{2\sigma^2}}$$

где математическое ожидание M_t и среднее квадратичное отклонение σ два независимых параметра распределения:

$$M_t = \bar{T} = \frac{1}{N} \sum t_i \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (t_i - \bar{T})^2}$$

Логарифмическое нормальное распределение. Логарифмическое нормальное распределение удобно для случайных величин, представляющих собой произведение значительного числа случайных исходных величин, подобно тому, как нормальное распределение удобно для суммы случайных величин. Логарифмическое нормальное распределение двухпараметрическое с плотностью распределения:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma t \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln t - m)^2}{2\sigma^2}}$$

где σ и m - параметры распределения.

Распределение Вейбулла. Распределение Вейбулла довольно универсально путем варьирования параметров охватывает широкий диапазон случаев изменения вероятностей. Он удовлетворительно описывает наработку деталей по усталостным разрушениям, наработку до отказа подшипников и других деталей. Используется для оценки металлургического оборудования, автомобилей, подъемно-транспортных машин и других. Применяется также для оценки надежности по приработочным данным.

Распределение Вейбулла это двухпараметрическое распределение с плотностью отказов:

$$f(t) = \frac{b}{a} \frac{t}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} e^{-\left(\frac{t}{a}\right)^b}$$

где b - параметр формы, a - ресурсная характеристика.

Контрольные вопросы и задания:

1. Назовите, для характеристики каких случайных величин применяется нормальное распределение?
2. Каким распределением описывается обычно вероятность безотказной работы?
3. Сколько параметров имеет распределение Вейбулла?
4. Как связаны между собой плотность нормального распределения и функция распределения?
5. Дать понятие нормированного нормального распределения.

Раздел 2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАДЕЖНОСТИ

2.1. УСТАЛОСТЬ МЕТАЛЛА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1.1. Явление усталости металла, параметры и расчетные зависимости

Усталость - процесс постепенного накопления повреждений в материале под действием переменных напряжений, приводящий к изменению его свойств, образованию трещин, их развитию и разрушению (рис.6)

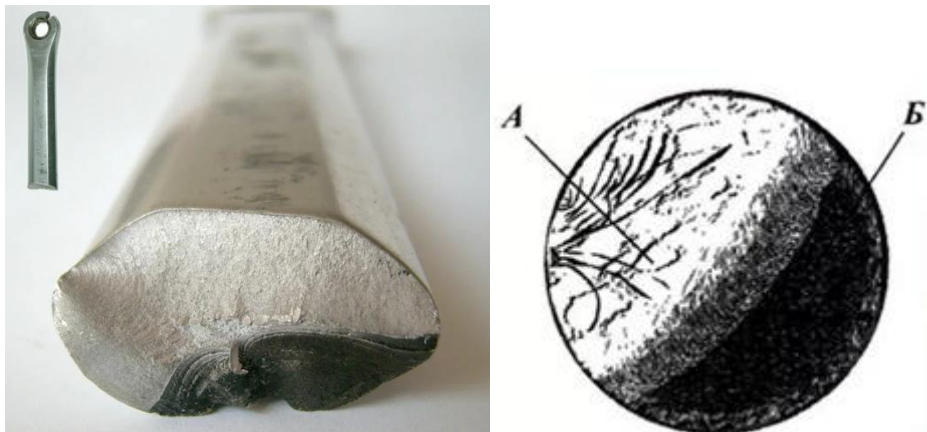


Рис. 6. Фото излома (слева) и схема излома (справа) при усталости.
А- зона стабильного распространения трещины, Б-зона долома (разрыва)

Усталостное разрушение - разрушение, происходящее при напряжениях, значительно меньших предела прочности σ_b , а иногда даже и предела пропорциональности БПЦ. Физические причины усталостного разрушения материалов достаточно сложны и еще не до конца изучены. Одной из основных причин усталостного разрушения принято считать образование и развитие трещин. Механизм усталостного разрушения во многом связан с неоднородностью реальной структуры материалов (различие размеров, очертаний, ориентации соседних зерен металла; наличие различных включений - шлаков, примесей; дефекты кристаллической решетки, дефекты поверхности материала - царапины, коррозия и т. д.). В связи с указанной неоднородностью при переменных напряжениях на границах отдельных включений и вблизи микроскопических пустот и различных дефектов возникает концентрация напряжений, которая приводит: к микропластическим деформациям сдвига некоторых зерен металла (при этом на поверхности зерен могут появляться полосы скольжения) и накоплению сдвигов (рис. 7), которое на некоторых материалах проявляется в виде микроскопических бугорков и впадинок - экструзий и интрузий. Принято представлять циклическое нагружение в виде синусоиды – рис. 9, хотя реальный цикл нагружения может сильно

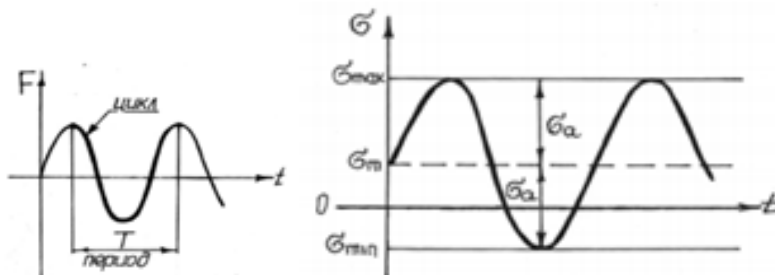


Рис. 9. Структура циклов нагружения (σ_a – амплитудное значение цикла)

Кривая усталости показывает, что с увеличением числа цикла максимальное напряжение, при котором происходит разрушение материала, значительно уменьшается. При этом для многих материалов, например углеродистой стали, можно установить такое наибольшее напряжение цикла, при котором образец не разрушается после любого числа

Предел выносливости (усталости) σ_R - наибольшее (предельное) напряжение цикла, при котором не происходит усталостного разрушения образца после произвольно большого числа циклов (рис. 10).



Рис. 10. Схема к определению предела выносливости

2.1.2. Факторы, влияющие на усталостную прочность и усталостную долговечность

На величину предела выносливости образцов и деталей, изготовленных из одного и того же материала, кроме характеристик цикла нагружения влияет целый ряд различных факторов. Многочисленные эксперименты, проведенные с образцами разных форм и размеров, а также практика эксплуатации деталей машин показывают, что предел выносливости конкретной детали в значительной степени зависит от ее формы и размеров, от состояния поверхности и других обстоятельств.

Стандартные испытания на выносливость проводят на специальных лабораторных образцах диаметром 5... 10 мм. имеющих строго цилиндрическую форму рабочей части и высокую чистоту поверхности. Очевидно, что предел выносливости реальной детали, изготовленной из того же материала, будет заметно отличаться от предела выносливости лабораторного образца.

Падение предела выносливости конкретной детали ($\sigma_{-1д}$) по сравнению с пределом выносливости лабораторного образца (σ_{-1}) учитывается в расчетах при помощи коэффициента K , который называется коэффициентом снижения предела выносливости и отражает влияние основных факторов на сопротивление усталости:

$$\sigma_{-1д} = \frac{\sigma_{-1}}{K}$$

Коэффициент K рекомендуется (ГОСТ 25.504-82) определять по следующей формуле:

$$K = \left(\frac{K_{\sigma}}{K_{d\sigma}} + \frac{1}{K_{F\sigma}} - 1 \right) \frac{1}{K_V * K_A}$$

- Концентрация напряжения (K_{σ})
- Масштабный фактор, то есть влияние абсолютных размеров деталей ($K_{d\sigma}$)
- Качество обработки поверхности ($K_{F\sigma}$)
- Эксплуатационные факторы (температура, коррозия, частота нагружения, радиационное облучение и т.д.)
- Наличие поверхностного слоя, упрочненного различными технологическими методами (K_V)
- Анизотропия (неоднородность) прочностных свойств материала (K_A)

Контрольные вопросы и задания:

1. Чем усталостное разрушение металла отличается от статического разрушения?
2. От каких факторов зависит сопротивление усталости?
3. Дать понятие предела выносливости.
4. Физический механизм усталостного повреждения и разрушения.

2.2. ИЗНОС И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.2.1. Понятия износа.

Износом называется постепенное поверхностное разрушение материала детали, сопровождающееся отделением от него частиц, переносом частиц на сопряженную поверхность детали, а также изменением качества поверхности - ее геометрии и свойств и поверхностных слоев материала (рис. 11).



Рис. 11. Фото изношенного отверстия (подшипника)

В практике встречается *нормальный* и *катастрофический* износ. Нормальный износ может быть заранее оценен и учтен при планировании ремонтных работ, а катастрофический износ выводит машину из строя внезапно.

Уменьшение величины нормального износа и вероятности катастрофического дает увеличение общего срока службы машины, а также снижает стоимость и продолжительность ее ремонтов.

Износ происходит вследствие механического, теплового, химического и электрического воздействия на материал соприкасающегося с материалом трущегося тела, воздействия свободных твердых частиц другого материала или окружающей среды.

Истирание наблюдается при относительном движении прижатых друг к другу поверхностей. На истирание расходуется часть энергии трения.

Процесс истирания объясняется следующими явлениями:

- выступающие неровности соприкасающихся деталей при движении задевают друг за друга и механически отрывают частицы металла с поверхностей;
- поверхности приходят на отдельных участках в молекулярное соприкосновение, как бы привариваясь друг к другу; при дальнейшем относительном движении происходит разрушение мест приварки, сопровождающееся отрывом приставших частиц с сопряженных поверхностей;
- аморфные слои приработанных поверхностей в отдельных точках сильно нагреваются и размягчаются; при относительном движении поверхностей размягченные частицы переносятся со своих мест на значительные расстояния, по пути застывают и оказываются отделенными. При истирании может иметь место сочетание перечисленных явлений

Абразивный износ наблюдается при попадании на трущиеся поверхности мелких частиц высокой твердости (абразива шлифовального круга, окалина, песка и т.д).

При *жидкостном* трении свободные частицы, имеющие размеры меньше толщины масляного слоя, оказывают сравнительно слабое влияние на износ поверхностей.

При *нежидкостном* трении, а также когда размер частиц превышает толщину масляного слоя, наблюдается интенсивный износ поверхностей. Следы износа имеют вид мелких продольных канавок.

Когда одна трущаяся поверхность имеет малую твердость, абразивному износу подвергается главным образом другая поверхность. Это объясняется более прочным удерживанием частиц абразива на менее твердой поверхности за счет того, что частицы под внешним давлением

углубляются в менее твердую поверхность и удерживаются в ней, и, следовательно, происходит меньше движения частиц абразива относительно мягкой поверхности, чем относительно твердой.

Задиры на поверхности проявляются в быстром образовании продольных канавок значительной глубины (до 1 мм и больше). Явление задиров для большинства машин относится к категории катастрофического износа. Процесс образования задиров объясняется сцеплением трущихся поверхностей в отдельных местах, вырыванием значительного количества металла с одной поверхности и появлением нароста на другой. При дальнейшем относительном движении поверхности нарост вызывает появление задира и дальнейшего прогрессивного разрушения поверхности.

Большая опасность задира получается при поверхностях из одинаковых металлов. Попадание абразивных частиц может послужить самостоятельной причиной задира (при достаточно крупных частицах) или способствовать началу описанного выше процесса вследствие повышения удельного давления в точке, расположенной впереди зерна абразива, где происходит выпучивание металла.

Усталостное выкрашивание заключается в отслаивании частиц металла с трущихся поверхностей вследствие явления усталости при периодически изменяющихся нагрузках. Явление усталостного износа обычно наблюдается в высших кинематических парах, главным образом при обильной смазке. Последнее объясняется внедрением жидкости в микротрещины на поверхности, что способствует разрушению последней. *Смятие*, постепенно возрастающее, наблюдается при недопустимо больших удельных давлениях или при плохо подогнанных, выставленных и обработанных, не прошедших предварительной приработки поверхностях.

Коррозионный износ является следствием химического или электрического воздействия среды; на интенсивность коррозии оказывает большое влияние нагрев поверхности детали, ускоряющий процесс износа

Контрольные вопросы и задания:

- 1) В чем физическая суть износа?
- 2) Какие виды износа бывают?
- 3) Дать понятие истирания
- 4) Влияние коррозионной среды на скорость коррозии

2.2.2. Факторы, влияющие на износ. Закономерности износа.

Факторы, влияющие на износ трущихся поверхностей:

- а) материалы трущихся поверхностей и их термообработка;
- б) качество поверхностей трения;
- в) степень загрязнения мест трения;
- г) характер и род смазки;
- д) величина удельного давления;
- е) величина удельной работы трения;
- ж) скорость.

Обычно износ металлов получается тем меньше, чем выше их твердость. Поэтому для повышения износостойкости рекомендуется применять для поверхностей стальных и чугунных деталей термическую обработку, насыщение поверхностных слоев соответствующими веществами {цементация, азотизация}, а также поверхностные покрытия износостойким материалом (например, хромом, твердым сплавом).

При необходимости для термообработки отдельных участков крупных стальных и чугунных деталей производится поверхностный нагрев нужных мест токами высокой частоты или газовым пламенем, а покрытие твердым сплавом производится методом электроэрозионной обработки

Износостойкость является эксплуатационным или служебным свойством материала, детали или сопряжения (трущихся поверхностей), поэтому износ может выражаться различными способами, ближе всего характеризующими их служебное назначение. Во многих случаях наиболее удобно выражать износ величиной уменьшения линейного размера тела в направлении, нормальном к поверхности (линейный износ). Если линейный износ Δh произошел на пути трения Δs за время Δt , то отношение $\Delta h : \Delta s$ является интенсивностью линейного износа, а отношение $\Delta h : \Delta t$ - скоростью линейного износа.

Во всех процессах трения и изнашивания важное значение имеет приработка в начале эксплуатации машины. Приработкой называется процесс постепенного изменения в результате

изнашивания начальной микрогеометрии (ее величины и направления) и взаимного прилегания обеих поверхностей деталей до достижения стабильной шероховатости и постоянной величины прилегания.

В интенсивности изнашивания сопряжений деталей машин часто наблюдаются периоды приработки а, характеризующиеся повышенным размерным износом, и нормальной работы б, более устойчивой к износу (рис.12).



Рис. 12. Интенсивность износа на стадиях:
а - приработки; б - нормальной работы

Контрольные вопросы и задания:

- 1.Перечислить факторы, влияющие на износ
- 2.Что означает понятие оптимальной шероховатости поверхности износа?
- 3.Чем вызвана высокая скорость износа в начальный период эксплуатации пары трения?
- 4.Дать понятие интенсивности линейного износа.

Контрольные вопросы и задания к разделу 2

В целях систематизации знаний раздела «Физические основы надежности» предлагается тезисное закрепление основных терминов и в виде табл.2.

Таблица 2

Главные определения раздела «Эксплуатация АЗС»

Термин	Определение
Износ	постепенное поверхностное разрушение материала детали, сопровождающееся отделением от него частиц, переносом частиц на сопряженную поверхность детали, а также изменением качества поверхности - ее геометрии и свойств и поверхностных слоев материала
Усталость	процесс постепенного накопления повреждений в материале под действием переменных напряжений, приводящий к изменению его свойств, образованию трещин, их развитию и разрушению.

Примерный перечень вопросов и заданий для самоконтроля к разделу 2:

1. В чем отличие усталости от износа?
2. Роль дислокаций в усталостной повреждаемости
3. Сопровождается ли малоцикловая усталость деформацией металла?
4. Понятие предела выносливости
5. Существует ли физический предел выносливости для цветных металлов?
6. Дать понятие оптимальной шероховатости для пар трения
7. Какие виды износа существуют?
8. Понятие коррозионного износа под напряжением
9. Как влияет на скорость износа коррозия металла?
10. Влияет ли напряжение в металле на процесс износа?
11. Как изменяется интенсивность износа при эксплуатации пары трения?

Тесты для самоконтроля:

1. К коррозионно-механическому виду изнашивания относятся:
 - 1) абразивное;
 - 2) усталостное;
 - 3) эрозийное кавитационное;

- 4) фреттинг-коррозия;
2. Окислительное изнашивание это:
 - 1) изнашивание при наличии на поверхностях трения защитных пленок;
 - 2) изнашивание соприкасающихся тел при малых колебательных перемещениях;
 - 3) изнашивание в результате схватывания и глубинного вырывания материала;
 - 4) изнашивание поверхности в результате *воздействия потока жидкости или газа*;
3. Существуют следующие методы измерения величины износа:
 - 1) диагностический, параметрический;
 - 2) технический, экономический, технологический;
 - 3) технологический, диагностический;
 - 4) интегральный, микрометража;
4. Предельный износ устанавливают по следующим критериям:
 - 1) технологический, качества, надежности;
 - 2) технологический, экономический, надежности;
 - 3) технический и технологический;
 - 4) экономический и надежности;
5. Усталостное изнашивание это:
 - 1) изнашивание при наличии на поверхностях трения защитных пленок;
 - 2) изнашивание соприкасающихся тел при малых колебательных перемещениях;
 - 3) изнашивание в результате схватывания и глубинного вырывания материала;
 - 4) изнашивание поверхности в результате воздействия потока жидкости или газа;

Рекомендуемые источники для дополнительного изучения по разделу 2:

1. Самигуллин Г.Х., Щипачев А.М., Лягова А.А. Основы надежности нефтегазовых объектов. Учебное пособие. СПб: Лема, 2017. 91 с.
2. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы. Надежность и техническое состояние - М: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – 424 с.
3. Терентьев В.Ф., Кораблева С.А. Усталость металлов. М.: Металлургия, 2015.- 289 с.

Раздел 3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ **3.1. ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ГАЗОПРОВОДА**

3.3.1. Метод определения остаточного ресурса газопровода по коррозионному утонению стенок

Методика определения остаточного ресурса газопровода по коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода разработана и утверждена Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Определение остаточного ресурса газопровода по критерию коррозионного утонения стенок и изменению механических характеристик металла труб производится на основании полученной при проведении технического диагностирования информации о фактических параметрах коррозионных дефектов и физико-механических характеристиках труб.

Для участков газопровода, на которых при проведении диагностирования обнаружены обширные коррозионные утонения стенок и изменения механических характеристик металла труб, остаточный ресурс T_{np} следует определять по формуле:

$$T_{np} = (c_{\phi} - c_{\partial}) / w_{cp}, \quad (1)$$

где:

c_{ϕ} - фактическая глубина коррозионного повреждения, мм, измеренная при проведении технического диагностирования газопровода;

c_{∂} - допустимая глубина коррозионного повреждения, миллиметры, значение которой рассчитывается по формуле (2);

w_{cp} - средняя скорость коррозии, миллиметры в год, оцениваемая либо по формуле, либо по экспериментальным или справочным данным.

Значение допустимой глубины коррозионного повреждения c_d зависит как от геометрических размеров трубы, так и от изменения механических характеристик металла трубы и рассчитывается по формуле:

$$c_d = \delta - \frac{P - D_H}{2 * (\sigma_{m\phi} + P)}, \quad (2)$$

где:

δ - номинальная толщина стенки трубы,

P - проектное давление на участке газопровода,

D_H - наружный диаметр трубы,

$\sigma_{m\phi}$ - фактический предел текучести металла трубы

При наличии данных о глубине коррозионных повреждений, измеренных на участке газопровода в различные годы, среднюю скорость коррозии w_{cp} , миллиметры в год, следует оценивать по формуле:

$$w_{cp} = (c_{t2} - c_{t1}) / (t_2 - t_1), \quad (3),$$

где:

c_{t2} , c_{t1} — глубина коррозионного повреждения, зафиксированная при первом и втором измерениях, миллиметр;

t_2 , t_1 — продолжительность эксплуатации газопровода до проведения первого и второго измерений, год.

В случае отсутствия данных о произведенных в предыдущие годы измерениях глубины коррозионных повреждений на диагностируемом участке газопровода допустимо оценивать значение средней скорости коррозии w_{cp} , миллиметры в год, по экспериментальным или справочным данным

3.3.2. Метод определения остаточного ресурса газопровода по вероятности возникновения отказов

Фактическое техническое состояние газопровода определяется на основании результатов проведения его технического диагностирования.

В качестве критерия фактического технического состояния газопровода принята вероятность возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода $P_{те}$ —

Данный критерий комплексно учитывает условия эксплуатации газопровода и выявленные при проведении его технического диагностирования дефекты, повреждения и их динамику.

Определение фактического технического состояния и остаточного ресурса газопровода выполняется в следующей последовательности (рис.13):

анализ условий эксплуатации газопровода и выявленных при проведении его технического диагностирования дефектов, повреждений и их динамики;

оценка вероятности возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода;

определение допустимости дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода;

установление остаточного ресурса газопровода;

разработка рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода.

**СХЕМА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ, ДОПУСТИМОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСТАТОЧНОГО
РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА**



Рис. 13. Схема определения фактического технического состояния

Допустимость дальнейшей безопасной эксплуатации после проведения технического диагностирования газопровода до истечения остаточного ресурса определяется путем сравнения значений двух вероятностей возникновения отказов:

- обусловленной техническим состоянием газопровода $P_{тс}$;
- установленной в качестве допустимой $P_{д}$.

Для газопроводов, возникновение отказов на которых может сопровождаться нанесением ущерба третьим лицам и окружающей среде, рекомендуется устанавливать $P_{д} \leq 0,05$.

При соблюдении условия $P_{тс} < P_{д}$ допускается продолжение эксплуатации газопровода до истечения остаточного ресурса.

В зависимости от наличия дефектов, повреждений и их динамики, выявленных при проведении технического диагностирования газопровода, остаточный ресурс устанавливается по одному или нескольким из следующих критериев (методов):

- вероятности возникновения отказов газопровода;
- коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода;
- усталостному повреждению металла;
- другим методам и критериям.

В случае одновременного использования нескольких критериев (методов) остаточный ресурс газопровода определяется по его наименьшему значению из рассчитанных по каждому критерию (методу).

Выбор методов и критериев для установления остаточного ресурса газопровода определяется организацией, проводящей техническое диагностирование.

Контрольные вопросы и задания:

1. Что является критерием предельного состояния при расчете остаточного ресурса по коррозионному утонению стенки трубопровода?
2. В чем измеряется скорость коррозии?
3. Как оценивается вероятность безотказной работы.
4. Как определить вероятность безотказной работы при отсутствии статистических данных по конкретному техническому объекту?
5. При каком значении вероятности безотказной работы принимается вывод о прекращении эксплуатации?

3.2.МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

3.2.1.Техническое состояние объекта: основные понятия. последовательность проведения оценки технического состояния нефтегазового оборудования и распределительных газопроводов

Техническое состояние газопровода оценивают на основе комплексного учёта влияющих факторов.

В качестве критерия оценки технического состояния газопровода принято соотношение рассчитанных величин риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода :

- в интервалах между плановыми оценками технического состояния газопровода;
- после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода (участка газопровода).

В результате проведения оценки принимают решение о соответствии технического состояния газопровода одному из следующих состояний:

- работоспособному;
- частично неработоспособному;
- неработоспособному;
- предельному.

При работоспособном состоянии газопровода его дальнейшую эксплуатацию продолжают до следующего планового (внепланового) проведения оценки технического состояния с проведением работ, предусмотренных при техническом обслуживании.

При частично неработоспособном состоянии газопровода проводят комплекс работ (текущий и/или капитальный ремонт) по приведению газопровода в работоспособное состояние.

При неработоспособном состоянии газопровода и наличии рисков критического отказа принимают меры по проведению технического диагностирования с целью установления предельного срока дальнейшей эксплуатации подземного газопровода (перехода газопровода в предельное состояние).

При предельном состоянии газопровод выводят из эксплуатации без проведения его технического диагностирования.

Комплексный учёт влияния многочисленных факторов, определяющих техническое состояние газопровода, отождествляют в результате совместного проведения:

- балльной оценки факторов, характеризующих техническое состояние газопровода;
- оценки совместного влияния различных факторов; -расчета прогнозных значений параметров потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода.

Расчёт величины риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода выполняют для двух вариантов эксплуатации газопровода (рис. 14):

- с проведением технического обслуживания и текущих ремонтов газопровода по ГОСТ Р 54983 при прогнозных значениях параметров потоков отказов на срок до очередной оценки технического состояния газопровода;

- после проведения капитального ремонта (или реконструкции) газопровода (или его участка).

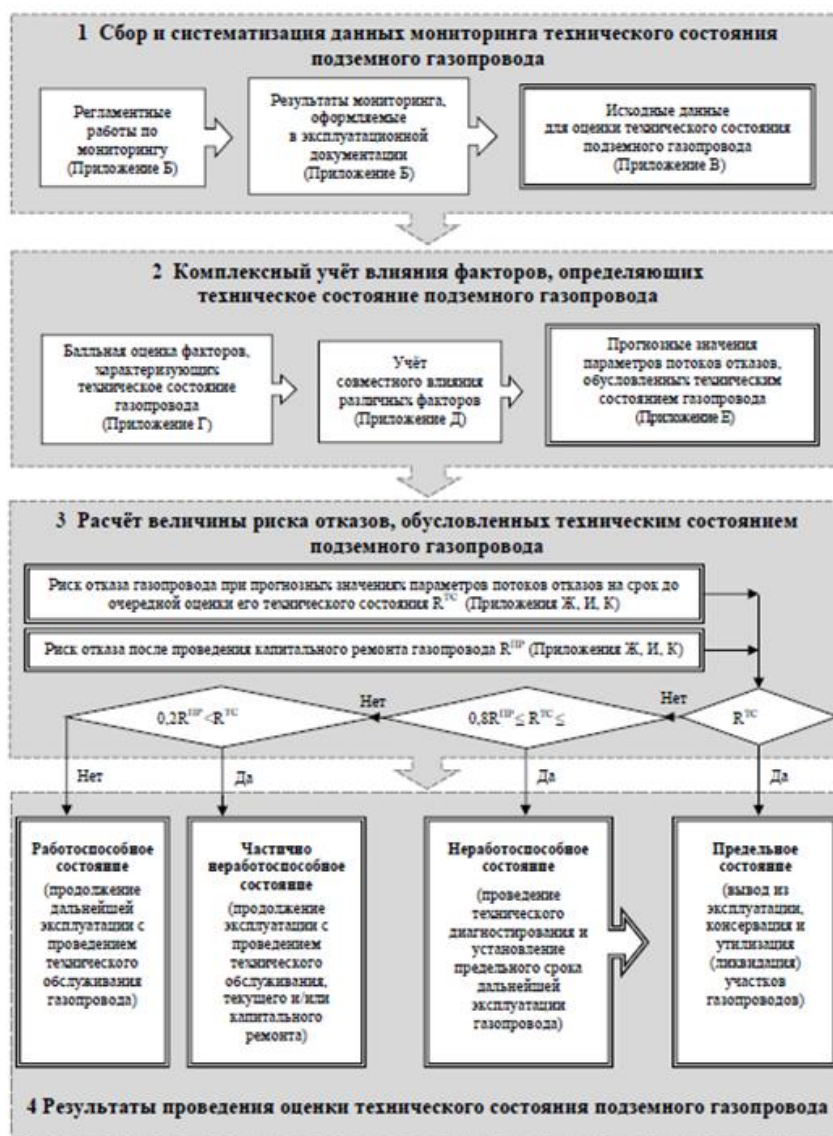


Рис.14. Состав и последовательность проведения оценки технического состояния

3.2.2. Комплексная оценка и критерии принятия решений по результатам оценки технического состояния нефтегазового оборудования и распределительных газопроводов.

Комплексный учёт влияния факторов, определяющих техническое состояние газопровода позволяет провести балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние газопровода.

Применение балльной оценки при выявлении технического состояния газопроводов дает возможность учесть в совокупности:

- значительное количество факторов, определяющих условия эксплуатации газопровода;
- существенное отличие учитываемых факторов по степени их влияния; -различную достоверность (неопределённость) имеющейся в ГРО

информации о техническом состоянии эксплуатируемых газопроводов

Отбор факторов, учитываемых при балльной оценке технического состояния газопроводов, произведён:

-для стальных подземных газопроводов — путем выполнения многофакторного корреляционно-регрессионного анализа статистической базы данных о результатах технического диагностирования;

-для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов - по результатам экспертных оценок информации, полученной из ГРО

Факторы, отобранные для проведения балльной оценки технического состояния газопроводов, разделены на четыре группы:

- конструктивно -технологические показатели;
- внешние условия;
- параметры, определяющие технического состояния газопровода; -дефекты и повреждения, выявленные при мониторинге за время эксплуатации газопровода.

Интегральную балльную оценку технического состояния газопровода $B_{ГП}$ определяют по формуле

$$B_{ГП} = \sum_{i=1}^I \alpha_i * \sum_{j=1}^J \beta_{ij} * b_{ijk}$$

где α_i -весовая доля i -й группы факторов в интегральной балльной оценке, доли единицы;

β_{ij} - весовая доля j -го фактора в i -й группе, доли единицы:

b_{ijk} -числовое значение балльной оценки j -го фактора в i -й группе, в зависимости от степени влияния оцениваемого фактора на техническое состояние подземного газопровода принимается в диапазоне от 0 до 10.

Значения $\alpha_i, \beta_{ij}, b_{ijk}$ для проведения балльных оценок газопроводов приводятся в справочных таблицах, где также показаны граничные (минимальные и максимальные) значения балльных оценок для каждого фактора и суммарно для оцениваемого газопровода.

Контрольные вопросы и задания:

1. Перечислите виды технического состояния объекта
2. Каким образом производится комплексный учет многочисленных факторов, определяющих техническое состояние технического объекта (нефтегазового оборудования, газопровода)
3. Каков состав проведения оценки технического состояния?
4. Какова последовательность проведения оценки технического состояния?
5. В чем заключается метод балльной оценки технического состояния?

3.3. НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.3. 1. Обеспечение надежности нефтегазового оборудования на этапе проектирования

Надежность магистрального нефтепровода планируется на этапе его проектирования. При этом стремятся решить две задачи - спроектировать магистральный нефтепровод с заданными характеристиками и с заданным сроком службы. Однако выбор проектного решения затрудняется, когда нужно найти решение, удовлетворяющее одновременно требованиям надежности и требованиям к эксплуатационным характеристикам. Как правило, к вопросам надежности подходят с позиций экономической целесообразности.

Начальным этапом проектирования нефтепровода является выбор трассы.

В процессе изысканий стремятся по возможности проложить трассу будущего магистрального трубопровода по равнинной местности и с минимальными естественными и искусственными препятствиями (болота, озера, обрывы, реки и т. д.) и тем самым создать более благоприятные условия для его эксплуатации.

Выбор надежности каждого элемента магистрального нефтепровода должен производиться с учетом степени трудности ее достижения и величины ущерба, возникающего при его отказе.

Например, нарушение герметичности подводного перехода может нанести материальный и экологический ущерб во много раз больший, чем разрыв перехода под автомобильной дорогой.

Рассмотрим два метода распределения требований к надежности.

1. **Метод равномерного распределения** основан на обеспечении требуемого уровня надежности системы при задании одинаковой надежности всех n последовательно соединенных подсистем. Если вероятность безотказной работы i -ой системы $P_i = \text{const}$, то

$$P_i = (P_s)^{1/n}$$

Основным недостатком этого метода является то, что заданный уровень надежности подсистем устанавливается без учета степени трудности его достижения и затрат на реализацию.

2. **Метод весовых множителей** основан на расчете требуемой надежности подсистем с учетом интенсивности их отказов, т. е. необходимо определить λ_* так, чтобы выполнялось условие

$$\sum_{i=1}^n \lambda_{i*} \leq \lambda_*$$

Предполагается, что подсистемы соединены последовательно и имеют постоянную интенсивность отказов, и наработка подсистем равна заданной наработке системы. При отказе любой подсистемы происходит отказ всей системы.

Одним из наиболее эффективных методов повышения надежности трубопроводной системы в целом является резервирование имеющих наибольшую вероятность отказа ее элементов, и, естественно, тех элементов, выход из строя которых приводит к полному или частичному прекращению функционирования системы.

Как правило, резервированию подлежат:

- Подводные переходы в том числе все переходы, построенные методами наклонно направленного бурения и микротоннелирования, через водные преграды шириной по зеркалу более 75 м в межень должны быть оборудованы резервными нитками.

- Насосные агрегаты. На каждую группу рабочих насосов магистрального нефтепровода необходимо предусматривать установку одного насосного агрегата. В группе до четырех подпорных насосов необходимо устанавливать один резервный.

Резерв может быть подключен параллельно с основным оборудованием на все время эксплуатации или включаться при выходе из строя основного оборудования. В зависимости от этого различают постоянный (или нагруженный) резерв и резерв замещения (или ненагруженный резерв).

Так, резервный насос включают в работу только при выходе из строя основного на время ремонта последнего. При параллельной работе в нагруженном режиме все элементы работают одновременно, а при ненагруженном режиме резервные элементы находятся в отключенном состоянии и начинают работать, когда основной элемент выходит из строя.

3.3.2. Эксплуатационная надежность

Эксплуатационной надежностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода [6].

Нефтеперекачивающие станции. При анализе технического состояния объекты, входящие в состав НПС, можно разбить на четыре группы:

1. Энергомеханическое оборудование: магистральные, подпорные и вспомогательные насосы; запорная арматура диаметром до 1220 мм, установленная на НПС и линейной части МНП; вспомогательные системы (компрессоры, оборудование систем смазки и охлаждения электродвигателей магистральных и подпорных насосов); вентиляционные системы и нагревательные установки (центробежные и осевые вентиляторы, электронагревательные установки, отопительно-вентиляционные агрегаты); технологические устройства (блок регуляторов давления, система сглаживания волн давления, фильтры-грязеуловители, предохранительные клапаны, система откачки утечек, установки пожаротушения).

2. Электрооборудование: электрические машины (электродвигатели привода насосов, генераторы стационарных и передвижных дизельных электростанций, частотно-регулируемые электроприводы); линии электропередачи, электрические аппараты (рубильники и переключатели, выключатели автоматические, пускатели магнитные и др.); конденсаторные установки, предназначенные для повышения коэффициента мощности, аккумуляторные батареи, устройства молниезащиты оборудования.

Структура отказов магистральных насосов. Электродвигатели относятся к изделиям

Причины отказов	Число отказов, %
Торцовые уплотнения валов	30,4
Маслосистема	9,3
Подшипники	15,4
Повышенная вибрация	4,3
Система утечек и разгрузки	3,9
Ошибки обслуживающего персонала	12,1
Прочие	24,6

конкретного назначения, они являются ответственными объектами, но их отказы, как правило, не вызывают катастрофических последствий.

Основными причинами отказов электродвигателей являются:

- повреждения изоляции обмоток ротора и статора;
- отказы возбuditелей;
- неисправности подшипников;
- повреждения активной стали;
- повреждения демпферных обмоток ротора;
- разрушение или недопустимые дефекты вала;
- отказы беличьего колеса ротора (для асинхронных электрических машин);
- неисправности щеток.

При эксплуатации электротехнического оборудования чаще всего встречаются следующие отказы:

- для воздушных и кабельных ЛЭП - повреждения изоляторов и изоляции; обрыв проводов, тросов и их соединений; межфазное короткое замыкание в кабелях, пробой и разрушение соединительных муфт кабелей; повреждение опор и их фундаментов и т. д.;
- для силовых трансформаторов - деформация обмоток;
- потеря эластичности витковой изоляции всех фаз из-за повреждения вводов и разрушения проходных изоляторов распределительных устройств (РУ) напряжением 6-10 кВ, изоляторов тяги масляных выключателей, обгорания изоляции в цепи вторичной коммутации в шкафу ячейки РУ напряжением 6-10 кВ и др.;
- для распределительных устройств — отказы выключателей;
- для системы автоматики - ложное срабатывание защит (в порядке убывания частоты срабатывания — затопление отделения насосной, пожар в насосной, исчезновение оперативного напряжения, повышение вибрации агрегата, перепад давления на заслонках выше 2,0 МПа, высокий уровень в резервуаре сбора волны, опасная концентрация горючих газов и т. д.).

Контрольные вопросы и задания:

1. В чем заключается метод весовых множителей при оценке надежности при проектировании?
2. В чем заключается метод равномерного распределения при оценке надежности при проектировании?
3. Какие существуют критерии предельных состояний на этапе проектирования?
4. Какова структура отказов магистральных насосов?

3.4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ. ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.4.1 Система обеспечения надежности. Методы повышения надежности при проектировании, изготовлении и эксплуатации.

Каждый этап жизненного цикла вносит свой вклад в решение задачи создания оборудования требуемого уровня надежности с наименьшими затратами времени и средств. Основные решения по

обеспечению надежности оборудования, принятые на этапах его проектирования и изготовления, сказываются на его эксплуатационных и экономических показателях. Поэтому необходимо выявлять связи между показателями надежности и возможностями их повышения на каждом этапе создания и реализации оборудования.

Особое значение для создания высоконадежных машин и агрегатов имеет этап их расчета и проектирования, когда закладываются их основные технические характеристики. При проектировании оборудования устанавливаются и обосновываются необходимые требования к надежности, что обеспечивается за счет конструкции и применяемых материалов. На этом этапе разрабатываются методы защиты оборудования от вредных воздействий, рассматриваются возможности автоматически восстанавливать утраченную работоспособность, оценивается приспособленность к ремонту и техническому обслуживанию.

При изготовлении (производстве) оборудования его надежность зависит от: 1) качества изготовления деталей и сборочных единиц; 2) методов их контроля; 3) возможностей управления ходом технологического процесса; 4) качества сборки оборудования в целом и его узлов; 5) методов испытания и доводки и других показателей технологического процесса.

При эксплуатации оборудования реализуется его надежность, при этом она зависит от: 1) условий эксплуатации; 2) принятой системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР), 3) режимов работы и других факторов.

Уровень надежности машины должен быть таким, чтобы при ее использовании в оговоренных технических условиях (ТУ) ситуациях не возникали отказы, т.е. не нарушалась ее работоспособность. Кроме того, желательно, чтобы оборудование имело запас надежности для повышения сопротивляемости экстремальным воздействиям, когда машина попадает в условия, не предусмотренные ТУ.

Для повышения надежности сложных технических систем в условиях эксплуатации проводят ряд мероприятий, которые можно подразделить на следующие четыре группы:

- разработка научных методов эксплуатации;
- сбор, анализ и обобщение опыта эксплуатации;
- связь проектирования с производством изделий машиностроения;
- повышение квалификации обслуживающего персонала.

Научные методы эксплуатации включают в себя: 1) научно обоснованные методы подготовки изделия к работе; 2) проведение технического обслуживания, ремонта и других мероприятий по повышению надежности сложных технических систем в процессе их эксплуатации. Порядок и технологию проведения этих мероприятий описывают в соответствующих руководствах и инструкциях по эксплуатации конкретных изделий.

Рассмотрим мероприятия по повышению эксплуатационной надежности технологического оборудования (рис. 15).



Рис.15. Классификация мероприятий по повышению эксплуатационной надежности технологического оборудования

3.4.2. Диагностика и мониторинг технического состояния нефтегазового оборудования.

Оценка надежности нефтегазового оборудования производится, в частности, на основе данных диагностики этого оборудования. Диагностическая информация является самой важной, позволяющей наиболее точно определить состояние технического объекта. Статистические данные по эксплуатации этого объекта, а также аналогичных объектов, прочностные, ресурсные расчетные оценки также важны, они дополняют данные диагностики, уточняют их.

На рис.16 приведена система безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования



Рис.16. Система безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования

Комплексная диагностика магистральных нефтепроводов включает:

1. Диагностика всех сооружений, входящих в систему трубопроводного транспорта.
2. Освидетельствование физического состояния объектов трубопроводного транспорта и определение их работоспособности.
3. Соблюдение экологической дисциплины, анализ влияния трубопроводного транспорта, на окружающую среду.
4. Использование всех технических средств диагностики (внутритрубная диагностика, акустическая эмиссия и др.).

Задачи, решаемые при мониторинге технического состояния трубопроводов

- > анализ причин отказов с помощью статистической обработки информации;
- > моделирование сценариев развития аварийных ситуаций;
- > определение оптимальных мероприятий по ликвидации последствий аварийных ситуаций;
- > аттестация трубопровода.

На рис.17 показана функциональная схема мониторинга нефтегазового оборудования.



Рис. 17. Функциональная схема мониторинга нефтегазового оборудования.

Контрольные вопросы и задания:

1. Какова связь диагностики и надежности?
2. В чем заключается безопасная эксплуатация нефтегазового оборудования и как ее повысить?
3. Какие современные методы диагностики существуют?
4. В чем отличие контроля технического состояния и диагностики?

Контрольные вопросы и задания к разделу 3

В целях систематизации знаний раздела «Методы оценки и повышения надёжности» предлагается тезисное закрепление основных терминов в виде табл.3

Таблица 3

Главные определения раздела «Методы оценки и повышения надежности»	
Термин	Определение
Диагностика	определение значений параметров системы, характеризующих её состояние
Техническое состояние объекта	совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующая в определенный момент времени параметрами, установленными технической документацией на этот объект.
Остаточный ресурс	суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до момента достижения предельного состояния

Примерный перечень вопросов и заданий для самоконтроля к разделу 3:

1. В чем суть метода определения остаточного ресурса газопровода по коррозионному утонению стенок?
2. Каково значение допустимой глубины коррозионного повреждения?
3. В чем заключается метод определения остаточного ресурса газопровода по вероятности возникновения отказов?
4. Как определить допустимость дальнейшей безопасной эксплуатации после проведения технического диагностирования газопровода до истечения остаточного ресурса?
5. Как определить вероятность безотказной работы при отсутствии статистических данных по конкретному техническому объекту?
6. Состав и последовательность проведения оценки технического состояния нефтегазового оборудования и распределительных газопроводов

7. В чем суть балльной оценки технического состояния нефтегазового объекта?
8. Какие мероприятия проводят для повышения надежности сложных технических систем в условиях эксплуатации?
9. Порядок комплексной диагностики НГО.
10. Какова связь диагностики и надежности?

Тесты для самоконтроля:

1. Что характеризует данная формулировка: «Свойство изделия сохранять работоспособность до предельного состояния с некоторыми перерывами для ТО и ремонта:
А) надежность;
В) долговечность;
С) ремонтпригодность;
D) безотказность;
2. Нарботка изделия, при достижении которой эксплуатация его должна быть прекращена независимо от технического состояния это:
А) полный технический ресурс;
В) остаточный технический ресурс;
С) назначенный ресурс;
D) эксплуатационный ресурс.
3. Нарботка от начала до конца эксплуатации для невосстанавливаемого изделия или до ремонта для восстанавливаемого это:
А) полный технический ресурс;
В) остаточный технический ресурс;
С) назначенный ресурс;
D) эксплуатационный ресурс.
4. Нарботка восстанавливаемого изделия на протяжении его срока службы до списания это:
А) остаточный технический ресурс;
В) суммарный технический ресурс;
С) назначенный ресурс;
D) эксплуатационный ресурс.
5. Состояние объекта, при котором он соответствует требованиям установленным технической документацией - это:
А) работоспособность;
В) исправность;
С) функциональность;
D) ремонтпригодность;
6. Состояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя основные параметры в пределах значений, установленных технической документацией - это:
А) исправность;
В) функциональность;
С) ремонтпригодность;
D) работоспособность;
7. Величина, при которой детали (сопряжения), будучи оставленными, без изменения, проработают не менее одного межремонтного срока это:
А) календарный срок службы;
В) допустимый без ремонта размер;
С) межремонтный интервал;
D) срок службы до списания;
8. Техническое обслуживание это:
А) комплекс операций для восстановления полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых деталей, включая базовые;
В) комплекс операций для восстановления работоспособности или исправности объекта;
С) комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объекта
D) комплекс операций по восполнению регулировочных работ, как отдельных агрегатов, так и машины в целом.

9. Что характеризует данная формулировка: «Свойство изделия сохранять работоспособность до предельного состояния с некоторыми перерывами для ТО и ремонта:
- A) надежность;
 - B) долговечность;
 - C) ремонтпригодность;
 - D) безотказность;
 - E) износостойкость.
10. Нарботка изделия, при достижении которой эксплуатация его должна быть прекращена независимо от технического состояния это:
- A) полный технический ресурс;
 - B) остаточный технический ресурс;
 - C) назначенный ресурс;
 - D) суммарный технический ресурс;
 - E) эксплуатационный ресурс.
11. Нарботка от начала до конца эксплуатации для невосстанавливаемого изделия или до ремонта для восстанавливаемого это:
- A) полный технический ресурс;
 - B) остаточный технический ресурс;
 - C) назначенный ресурс;
 - D) доремонтный технический ресурс;
 - E) эксплуатационный ресурс.
12. Состояние объекта, при котором он соответствует требованиям установленным технической документацией - это:
- A) работоспособность;
 - B) исправность;
 - C) функциональность;
 - D) ремонтпригодность;
 - E) неисправность.
13. Состояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя основные параметры в пределах значений, установленных технической документацией - это:
- A) исправность;
 - B) функциональность;
 - C) ремонтпригодность;
 - D) работоспособность;
 - E) неисправность.
14. Величина, при которой детали (сопряжения), будучи оставленными, без изменения, проработают не менее одного межремонтного срока это:
- A) календарный срок службы;
 - B) допустимый без ремонта размер;
 - C) межремонтный интервал;
 - D) срок службы до списания;
15. Нарботка объекта, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от состояния объекта - это:
- A) полный ресурс;
 - B) межремонтный ресурс;
 - C) назначенный ресурс;
 - D) межремонтная наработка;
16. Состояние изделия, при котором оно способно выполнять заданные функции в течение некоторого времени (с параметрами, установленными в технической документации) это:
- A) долговечность;
 - B) работоспособность;
 - C) безотказность;
 - D) исправность.
17. Отказы, по причине возникновения бывают:
- A) постепенные и внезапные;
 - B) естественные и преднамеренные;
 - C) первой, второй и третьей группы сложности;

- D) исследовательские и расчетно-конструкторские;
18. Отказы, в зависимости от причин их вызывающих, бывают:
- A) естественные и преднамеренные;
- B) постепенные и внезапные;
- C) первой, второй и третьей группы сложности;
- D) производственно-технологические и расчетно-конструкторские;
19. Формула $Q(t)=1-P^*(t)$ означает:
- A) вероятность безотказной работы;
- B) коэффициент надежности;
- C) параметр потока отказа;
- D) вероятность отказа.

БАЗЫ ДАННЫХ, ЭЛЕКТРОННО-БИБЛИОТЕЧНЫЕ СИСТЕМЫ, ИНФОРМАЦИОННО-СПРАВОЧНЫЕ И ПОИСКОВЫЕ СИСТЕМЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ОСВОЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ»

1. Электронная библиотека Российской Государственной Библиотеки (РГБ): <http://www.rsl.ru/>
2. Мировая цифровая библиотека: <http://wdl.org/ru>
3. Европейская цифровая библиотекаEuropeana: <http://www.europeana.eu/portal>
4. Свободная энциклопедия Википедия: <https://ru.wikipedia.org>
5. Электронная библиотека учебников: <http://studentam.net>

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Самигуллин Г.Х., Щипачев А.М., Лягова А.А. Основы надежности нефтегазовых объектов. Учебное пособие. СПб: Лема, 2017. 91 с.
2. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы. Надежность и техническое состояние - М: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – 424 с.
3. Щипачев А.М., Самигуллин Г.Х. Технологическое обеспечение надежности нефтегазового оборудования: учебное пособие.- СПб.: Издательство "Лань", 2018. - 68 с.
4. Коршак А.А., Байкова Л.Р. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций. Уфа 2009. – 176 с.