

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
**«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**А.В. Рудаченко, С.С. Байкин**

# **ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ**

Учебное пособие

Издательство  
Томского политехнического университета  
2008

УДК 622.692.4.-192 (075.8)

ББК 39.7-022я73

P83

**Рудаченко А.В.**

P83 Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 118 с.

ISBN 5-98298-274-1

Рассмотрены вопросы, связанные с повышением эксплуатационной надежности основного и вспомогательного оборудования трубопроводных систем для транспортировки жидких и газообразных углеводородов; теоретические основы надежности ремонтируемых объектов, принцип построения вероятностных моделей надежности трубопроводных систем, классификация вариантов отказов, приведены расчетные формулы для определения надежности линейной части. Проанализированы причины снижения надежности трубопроводных систем и возможные варианты их устранения.

Пособие разработано в рамках реализации Инновационной образовательной программы ТПУ по направлению «Рациональное природопользование, экологически безопасные технологии разработки месторождений, транспортировки, переработки нефти и газа» и предназначено для магистров направления 553600 «Нефтегазовое дело» специальности 553614 «Надежность оборудования газонефтепроводов».

УДК 622.692.4.-192 (075.8)

ББК 39.7-022я73

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета

*Рецензент*

Кандидат технических наук,  
инженер по диагностике производственного отдела  
эксплуатации магистральных газопроводов и газораспределительных станций ООО «Томстрансгаз»

*А.В. Герасимов*

ISBN 5-98298-274-1

© Рудаченко А.В., Байкин С.С., 2008

© Томский политехнический университет, 2008

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2008

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ .....	6
1.1. Основные понятия и определения .....	6
1.2. Показатели надежности .....	9
1.3. Физика отказов и механические модели надежности .....	22
1.4. Структурные модели накопления повреждений .....	39
2. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ .....	44
2.1. Теоретические основы надежности ремонтируемых объектов .....	44
2.2. Исходные представления теории надежности .....	47
2.3. Состав и модель-схема надежности систем газоснабжения .....	51
2.4. Понятие надежности линейной части МГ .....	54
2.5. Интенсивность отказов .....	56
2.6. Анализ состава моделей-схем надежности линейной части газопроводов .....	58
2.7. Классификация отказов и модель-схема надежности линейной части .....	62
3. НАБЛЮДЕНИЯ И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА .....	67
3.1. Обоснование периода наблюдений .....	67
3.2. Обсуждение удельной интенсивности отказов .....	68
3.3. Обсуждение времени восстановления и безотказной работы газопровода .....	74
3.4. Анализ распределения разрушений по времени года .....	79
3.5. Особенности разрушений газопроводов .....	82
4. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	84
4.1. Обеспечение надежности магистральных нефтепроводов на этапе их проектирования .....	84
4.2. Эксплуатационная надежность нефтепроводов .....	96
4.3. Системная надежность .....	105
4.4. Гидравлические испытания линейной части действующих нефтепроводов .....	106
4.5. Оценка работоспособности и аттестация линейной части магистральных нефтепроводов .....	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	116

## ВВЕДЕНИЕ

Газонефтепроводы относятся к ответственным сооружениям, к надежности которых предъявляют повышенные требования с точки зрения экономических затрат, промышленной и экологической безопасности.

С учетом высоких эксплуатационных параметров – рабочее давление, расход, протяженность и т. д., и увеличением возраста трубопроводных систем, появился комплекс научно-технических проблем, связанных с надежностью, устойчивой работой, безопасностью, оценкой ресурса и риска.

При решении проблем надежности трубопроводных конструкций специалистам необходимо учитывать особенности, отличающие их от машиностроительных, авиационных, теплоэнергетических и других строительных сооружений. Одной из основных особенностей трубопроводных систем является их большая протяженность, чем обусловлены возможность прохождения через различные климатические и геологические зоны, большая металлоемкости и широкий спектр воздействующих нагрузок. В данном случае необходимо учитывать нагрузки от давления перекачиваемой среды, статические нагрузки насыпного грунта, вибрационные воздействия на трубопроводы компрессорных и насосных станций, случайные ветровые нагрузки на надземные трубопроводы или гидродинамические воздействия на подводные переходы и т. д.

Поэтому для анализа столь сложных задач необходимо применение методов механики деформируемого твердого тела, теории вероятностей и случайных процессов, оценки надежности трубопроводов как механических систем. При этом важно проследить связь между эксплуатацией трубопровода, его проектированием и строительством. Натурные исследования нагрузок в процессе эксплуатации дают возможность научно обосновать на стадии проектирования выбор толщин стенок, материалов труб и конструктивных решений, например способа прокладки. Решение же этих задач позволяет задавать оптимальные технологические режимы эксплуатации.

В настоящее время накоплен значительный фактический материал по трубопроводным конструкциям, их отказам, опыту эксплуатации в различных климатических зонах. На базе этих материалов появилась возможность разработать концепцию конструктивной надежности трубопроводов, основные ее положения и инженерные подходы к оценке надежности и ресурса.

Трубопроводные системы являются ремонтируемыми системами длительного пользования. Длительные сроки эксплуатации трубопроводных систем возможны только благодаря тому, что их рабочее состояние поддерживается за счет выполнения профилактических мероприятий и капитальных ремонтов, а также ремонтно-восстановительных работ при ликвидации аварий.

Известно, что надежность любой технической системы будет тем выше, чем выше надежность каждого ее элемента и чем меньше число этих элементов. Тем не менее, система, составленная из самых надежных элементов, не исключает возможности выхода ее из строя.

Одним из способов повышения надежности системы является резервирование входящих в нее элементов, за счет которого можно создать высоконадежную систему даже из малонадежных элементов. В трубопроводном транспорте методы повышения надежности путем резервирования применяются достаточно широко. Например, монтаж на группу перекачивающих агрегатов резервных единиц мощности, монтаж двух и более ниток редуцирования и предохранительных клапанов, прокладка байпасных или обводных линий, строительство лупингов основных ниток трубопроводов. Все это, помимо выполнения технологических задач, имеет дополнительную функциональную нагрузку резервирования системы трубопроводов и входящих в нее элементов и, в конечном счете, повышения надежности работы системы.

Решить данные проблемы может только высококвалифицированный специалист, способный учесть все факторы, влияющие на эксплуатационную надежность, и владеющий информацией о наиболее современных подходах к определению достоверных значений показателей надежности.

Авторы стремились, чтобы магистрант получил цельное, научно обоснованное представление обо всем комплексе сложных и специфических проблем по повышению надежности оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа. Для самостоятельного углубленного изучения рекомендована специальная литература.

# 1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

## 1.1. Основные понятия и определения

Конструкции трубопроводов для транспортировки нефти и газа, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены воздействиям окружающей среды. При эксплуатации трубопроводов возможны экстремальные ситуации, возникающие в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ними деформаций грунта и силовых воздействий. Отклонения от необходимых требований происходят также 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, трубопроводы рассчитывают на прочность по предельному состоянию, что существенно уменьшает запас прочности. Достаточно обоснованно оценить надежность газонефтепроводов в этих условиях весьма сложно и возможно только на основе отработанных методов теории надежности с учетом вероятностных характеристик как конструктивных параметров отдельных участков трубопровода, так и внешних воздействий.

В данном пособии рассмотрены вопросы надежности, в основном, механического оборудования, что делает справедливым применение общих терминов и определений, принятых для оценки надежности технических объектов и приведенных ниже.

*Надежность* – способность технического 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.

В понятие надежности входит ряд свойств объекта: *безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость.*

*Безотказность* – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

*Долговечность* – свойство объекта, заключающееся в его способности не достигать предельного состояния в течение некоторого времени при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

*Сохраняемость* – свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объектов выполнять требуемые функции в течение и после хранения или транспортирования.

*Ремонтопригодность* – свойство объекта в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Для инженерных целей удобно оперировать показателями, которые являются производными, связанными между собой и входят в понятие «надежность». Схематически названные выше понятия представлены на рис. 1.



Рис. 1. Взаимосвязь надежности и производных технических показателей

*Технический ресурс* – величина, характеризующая запас возможной суммарной наработки объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

*Срок службы* – календарная продолжительность эксплуатации объекта до его перехода в предельное состояние, измеряемая в единицах времени.

Различают нормативный ресурс и нормативный срок службы, определяемые на этапе разработки проектного задания с учетом современного технического состояния, мирового уровня и темпов научно-технического прогресса в данной отрасли.

На стадии эксплуатации оперируют понятиями остаточного ресурса или остаточного срока службы, которые являются индивидуальными характеристиками технических объектов.

*Безопасность* характеризует надежность объекта по отношению к жизни и здоровью людей, состоянию окружающей среды; при этом безопасность дает ограничение на значение ресурса.

*Риск* связан с безопасностью, и функция риска является дополнением функции безопасности до 1.

Из приведенных понятий определяющим является понятие технического состояния объекта, а именно, его предельное значение.

При оценке надежности анализируют следующие возможные состояния объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002–89 [24] устанавливаются следующие понятия.

*Исправное состояние (исправность)* – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

*Неисправное состояние (неисправность)* – состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

*Работоспособное состояние (работоспособность)* – состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

*Неработоспособное состояние (неработоспособность)* – состояние оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

*Отказ* – событие, которое заключается в нарушении работоспособного состояния объекта.

Отказы классифицируют:

- по характеру проявления – *внезапные и постепенные*;
- по стадиям эксплуатации объекта – *приработочные и деградационные*;
- по причинам возникновения – *конструктивные, производственные и эксплуатационные*;
- по последствиям – *критические и некритические (существенные и несущественные)*.

В качестве *предельного состояния* принимают состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

За *критерий предельного состояния* принимают признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния.

*Повреждение* – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта, при этом его работоспособное состояние может сохраняться.



## 1.2. Показатели надежности

*Показателями надежности* называют определенные согласно правилам статистической теории надежности количественные характеристики одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

Различают показатели безотказности, долговечности, сохраняемости и ремонтпригодности, а также комплексные показатели.

*Вероятность безотказной работы* – вероятность  $P(t)$  того, что на заданном участке наработки (времени) отказ не возникает.

Для массовых объектов статистическая оценка вероятности безотказной работы определяется из соотношения

$$\check{P}(t) = 1 - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \eta(t - t_k), \quad (1)$$

где  $N$  – число объектов;  $t_k$  – продолжительность времени до отказа каждого из объектов;  $\eta$  – единичная функция Хевисайда.

Для определения вероятности безотказной работы на определенном отрезке времени  $[0, t]$  удобна оценка

$$\check{P}(t) = [N - n(t)] \times \frac{1}{N}, \quad (2)$$

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

### *Показатели надежности и математические модели теории надежности*

Дополнение функции  $P(t)$  до единицы

$$Q(t) = 1 - P(t) \quad (3)$$

будет являться функцией равной вероятности того, что объект откажет хотя бы один раз на отрезке времени  $[0, t]$ , будучи работоспособным в начальный момент времени. В определенных случаях данную функцию можно называть функцией риска и обозначить как  $H(t)$ .

Функция распределения случайной величины – времени работы объекта до первого отказа  $T$  – равна дополнению до единицы вероятности безотказной работы при  $t = T$ :

$$F(T) = 1 - P(T). \quad (4)$$

Принимая условие, что величина  $T$  распределена непрерывно, плотность вероятности этой величины с точностью до знака определим через производную от функции надежности:

$$p_t(T) = -P^1(t) \big|_{t=T}. \quad (5)$$

Если объект невосстанавливаемый или характер отказа таков, что ремонт или восстановление объекта не целесообразны, то время до первого отказа имеет смысл срока службы объекта или его ресурса. Математическое ожидание времени  $T$  связано с плотностью вероятности соотношением

$$E[T] = \int_0^{\infty} p_T(T) \cdot T \cdot dT, \quad (6)$$

где  $E[T]$  – оператор математического ожидания.

Подставляя (5) в (6) и проинтегрировав полученное выражение по частям с учетом (4), получим:

$$E[T] = \int_0^{\infty} P(t) dt \dots \quad (7)$$

Разброс величины  $T$  характеризуется дисперсией

$$D[T] = E[T^2] - (E[T])^2, \quad (8)$$

где  $E[T^2]$  – второй начальный момент распределения:

$$E[T^2] = \int_0^{\infty} p_T(T) \cdot T^2 dT. \quad (9)$$

*Интенсивность отказов* совпадает с условной плотностью вероятности возникновения отказов, определенной при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник:

$$\lambda(t) = -P^1(t) / P(t). \quad (10)$$

Статистическую оценку для интенсивности отказов можно принять в виде:

$$\lambda(t) = \frac{n(t + \Delta t / 2) - n(t - \Delta t / 2)}{[N - n(t)] \cdot \Delta t}. \quad (11)$$

*Параметр потока отказов* – показатель безотказности восстанавливаемых объектов:

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E[v(t + \Delta t) - v(t)]}{\Delta t}, \quad (12)$$

где  $v(t)$  – число отказов, наступивших от начального момента времени до достижения наработки  $t$ .

В практике часто используют усредненный параметр потока отказов

$$\bar{\mu}(t) = \frac{E[v(t_2) - v(t_1)]}{t_2 - t_1}. \quad (13)$$

Статистическая оценка параметров производится на основании формулы

$$\check{\mu}(t) = \frac{v(t_2) - v(t_1)}{t_2 - t_1}. \quad (14)$$

*Средняя наработка на отказ* – величина, обратная параметру потока отказов. В частности, статистическая оценка средней наработки на отказ

$$\overset{\cup}{T} = \frac{1}{\check{\mu}(t)}.$$

Соотношения между рассматриваемыми показателями надежности приведены в табл. 1.

Таблица 1

*Соотношения между показателями надежности*

Показатель надежности	$Q(t)$	$P(t)$	$f(t)$	$\lambda(t)$
$Q(t)$	$Q(t)$	$\ell - P(t)$	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - \exp\left(-\int_0^t f(t) dt\right)$
$P(t)$	$\ell - Q(t)$	$P(t)$	$\int_0^\infty f(t) dt$	$\exp\left(-\int_0^t f(t) dt\right)$
$f(t)$	$\frac{dQ(t)}{dt}$	$-\frac{dP(t)}{dt}$	$f(t)$	$\lambda(t) \exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right)$
$\lambda(t)$	$\frac{dQ(t)/dt}{1 - Q(t)}$	$-\frac{d \ln P(t)}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t) dt}$	$\lambda(t)$

При постановке большинства задач показатели надежности элементов считают заданными. Статистическая обработка результатов испытаний позволяет выбрать подходящие аналитические зависимости для изменения показателей во времени и оценивать численные значения необходимых параметров. Для невозстанавливаемых элементов обычно ищут подходящие аналитические аппроксимации либо для вероятности безотказной работы, либо для интенсивности отказов.

Если интенсивность отказов задана, формулу (10) можно рассматривать как дифференциальное уравнение относительно функции  $P(t)$ . Решение этого уравнения при начальном условии  $P(t) = 1$  дает:

$$P(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(\tau) \cdot d\tau \right]. \quad (15)$$

Если вероятность отказа в начальный момент времени  $t = 0$  отлична от нуля, то вместо (15) имеем:

$$P(t) = P(0) \exp \left[ - \int_0^t \lambda(\tau) \cdot d\tau \right]. \quad (16)$$

Если интенсивность отказов  $\lambda(t) = const$ , тогда приходим к экспоненциальному закону надежности:

$$P(t) = \exp(-\lambda \cdot t). \quad (17)$$

Математическое ожидание наработки до отказа равно  $1/\lambda$ , поэтому формулу (17) можно записать в виде:

$$P(t) = \exp \left( - \frac{t}{t_c} \right), \quad (18)$$

где  $t_c = E[T]$ .

Дисперсия  $D[T]$  с учетом (8) и (9) составляет  $1/\lambda^2$ , так что коэффициент вариации наработки до отказа равен единице.

В виду крайней простоты экспоненциальный закон надежности получил широкое распространение в прикладных расчетах, в том числе за пределами его применимости.

Вероятность того, что объект, проработавший безотказно до момента времени  $t$ , не откажет на отрезке  $[t, t_1]$ , составляет  $P(t_1/t) = P(t_1)/P(t)$ . Подстановка сюда выражения (17) дает  $P(t) = \exp(-\lambda \cdot t_1)$ . Таким образом, экспоненциальный закон описывает надежность нестареющих объектов.

Часто применяется модель, в основе которой лежит распределение Вейбула.

Использование данного распределения наиболее предпочтительно в тех случаях, когда вероятность отказов меняется с течением времени.

Распределению Вейбула соответствует интенсивность отказов

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{t_c} \cdot \left( \frac{t}{t_c} \right)^{\beta-1}, \quad (19)$$

где  $\beta$  – параметр формы;  $t_c$  – параметр масштаба.

В этом случае вероятность безотказной работы определится как

$$P(t) = \exp \left[ - \left( \frac{t}{t_c} \right)^\beta \right]. \quad (20)$$

Данная модель носит более полный характер, что следует из приведенных зависимостей.

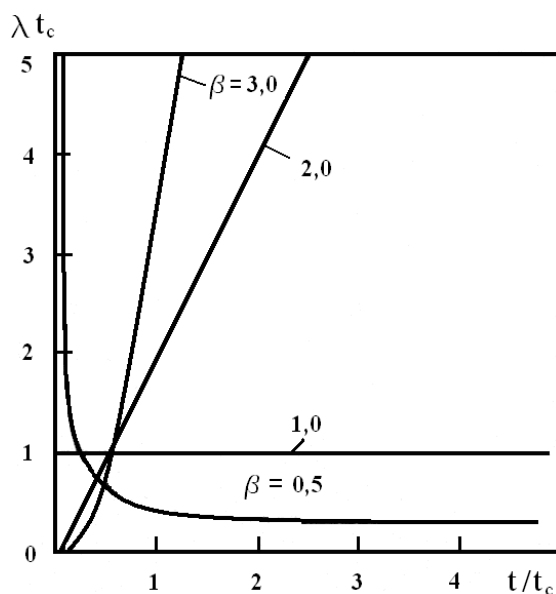


Рис. 2. График распределения Вейбула

Рассмотрим случай испытаний серии объектов, которые после выхода из строя взаимно заменяются в моменты времени  $t_1, t_2, t_3, \dots$ . Если  $P(t)$  имеет вид (17), поток случайных событий – пуассоновский. Вероятность наступления  $k$  отказов на отрезке времени  $[0, t]$  следует закону Пуассона:

$$Q_k(t) = \frac{(\lambda \cdot t)^k}{k!} \cdot \exp(-\lambda t) \quad (k = 0, 1, 2, \dots), \quad (21)$$

при  $k = 0$  получаем:  $Q_0(t) = P(t)$ .

### **Простейшие задачи теории надежности**

Различают последовательное, параллельное и смешанное соединение элементов системы или отдельного объекта.

При последовательном соединении

$$P = \prod_{k=1}^m P_k, \quad (22)$$

если  $P_1 = P_2 = P_m = P_0$

$$P = P_0^m. \quad (23)$$

При экспоненциальном распределении

$$P(t) = \exp(-m\lambda t). \quad (24)$$

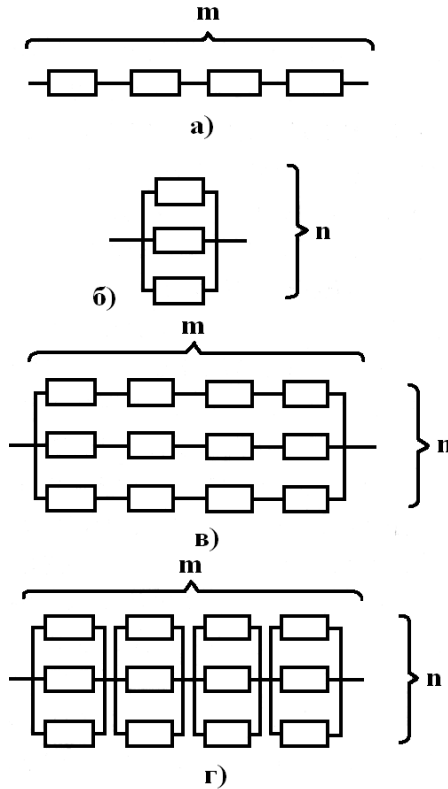


Рис. 3. Последовательное, параллельное и смешанное соединение элементов системы или отдельного объекта

Математическое ожидание срока службы в этом случае можно определить в виде:

$$E[T] = \int_0^{\infty} P(t) \cdot dt = t_c / m. \quad (25)$$

При параллельном соединении элементов

$$Q = \prod_{k=1}^m Q_k.$$

Следовательно:

$$P = 1 - \prod_{k=1}^m (1 - P_k), \quad (26)$$

если  $P_1 = P_2 = P_m = P_0$ .

$$P = 1 - (1 - P_0)^m. \quad (27)$$

При схеме общего резервирования

$$P = 1 - \left( 1 - \prod_{k=1}^m P_k \right)^n \quad (28)$$

при дублировании  $(n - 1)$  раз.

При схеме отдельного резервирования

$$P = \prod_{k=1}^m [1 - (1 - P_k)^n]. \quad (29)$$

### Постановка задач теории надежности машин и конструкций

История развития теории надежности проиллюстрирована следующей диаграммой:

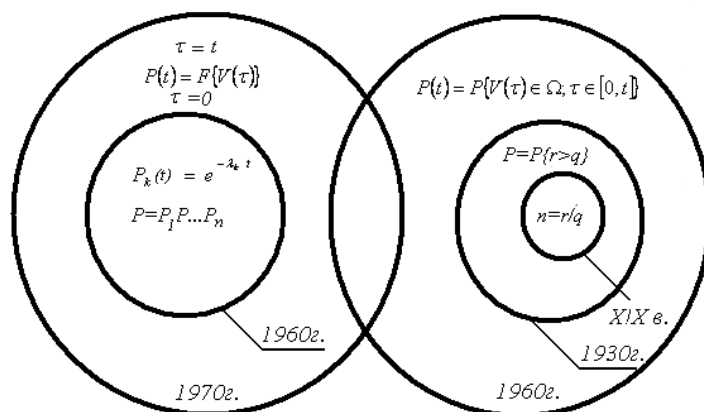


Рис. 4. История развития теории надежности

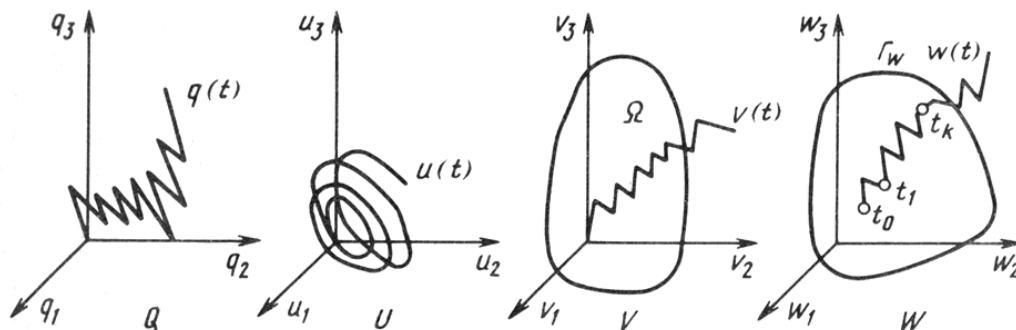


Рис. 5. Области изменения вектора качества и диагностического вектора

$$P(t) = P\{V(\tau) \in \Omega; \tau \in [t_0, t]\}. \quad (30)$$

$$P(t | T_k) = P\{V(\tau | T_k) \in \Omega(T_k); \tau \in [t_k, t]\}, \quad (31)$$

где  $V(t)$  – вектор качества;  $\Omega$  – область допустимых значений;  $T_k$  – объем диагностической информации об объекте;  $t_k$  – время последнего наблюдения;  $\tau$  – текущее значение времени;  $t_0$  – начало временного отрезка наблюдения.

Решение задачи возможно различными способами. Один из них заключается в надлежащем выборе пространства качества  $V$ . Например, для ранее рассмотренного случая:

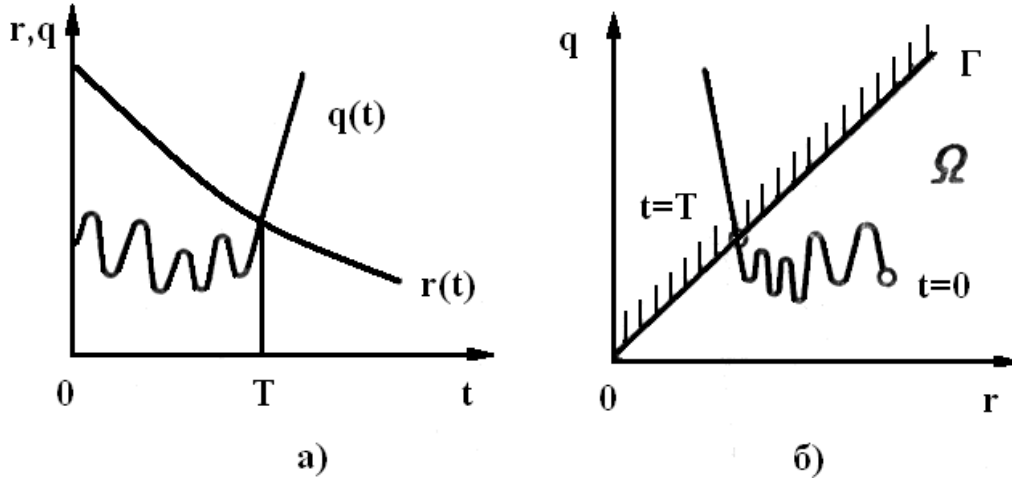


Рис. 6. График изменения параметра качества

Выбрав за параметр качества  $v = r/q$  или  $v = r - q$ , приходим к задаче о выбросах случайного процесса за детерминистический уровень.

Другой подход основан на применении метода условных функций надежности. В этом случае вектор  $q(t)$  задаем, используя вспомогательный числовой вектор  $s$ , так что  $q = q(t/s)$ :

$$P(t | r, s) = P\{v(\tau | r, s) \in \Omega(r, s); \tau \in [t_0, t]\} \quad (32)$$

$$P(t) = \iint_{D(r,s)} P(t | r, s) \cdot p(r, s) \cdot dr \cdot ds \quad (33)$$

$$P(t) = \int_{D(r)} P(t | r) \cdot p_r(r) \cdot dr \quad P(t) = \int_{D(s)} P(t | s) \cdot p_s(s) \cdot ds \quad (34)$$

$$P(t) = \sum_k P(t | s_k) \cdot P_k \quad (35)$$

$$H(t) = \iint_{D(r,s)} H(t | r, s) \cdot p_r(r) \cdot p_s(s, t) \cdot dr \cdot ds \quad (36)$$

### Элементарные модели отказов

В зависимости от множества состояний объекта различают модели с дискретным временем и модели с непрерывным временем.

В зависимости от размерности пространства различают одномерные, двумерные и т. д. модели.

В зависимости от предыстории нагружения различают марковские модели и кумулятивные модели.

Рассмотрим специальные модели, наиболее подходящие для описания отказов в машинах и конструкциях. Если нагружение дискретное



и однократное, а связь между векторами выражена конечными функциональными зависимостями, тогда формула (30) примет вид:

$$P(t) = \int_{\Omega} p(v) \cdot dv. \quad (37)$$

$$P = \iint_{\Omega} p(r, q) \cdot dr \cdot dq \quad (38)$$

при  $\Omega = \{r, q : v(r, q) \in \Omega\}$ .

В общем случае имеем:

$$P(t_k) = \int_{\Omega} \dots \int_{\Omega} p(v_k; t_k | v_{k-1}; t_{k-1}) \dots p(v_0; t_0) \cdot dv_k \dots dv_0, \quad (39)$$

где  $p(v_0; t_0)$  – плотность вероятности вектора  $v$  при  $t = t_0$ ;  $p(v_k; t_k | v_{k-1}; t_{k-1})$  – переходные плотности вероятности.

Если нет зависимости от предыстории нагружения, то из (39) получим:

$$P_k(t_k) = P_k(t_k) \cdot P_{k-1}(t_{k-1}) \dots P_0(t_0),$$

здесь  $P_k(t_k) = \int_{\Omega} p(v_k, t_k) \cdot dv_k \quad (k = 0, 1, \dots)$

При заданной плотности вероятности  $p(r, q)$  вероятность безотказной работы равна интегралу

$$P = \iint_{r-q \geq 0} p(r, q) \cdot dr \cdot dq.$$

### ***Классификация отказов***

Различают не критические, критические и ресурсные отказы.

К *некритическим отказам* относят отказы, не приводящие к длительным или опасным перебоям в работе объекта. Это отказы второстепенных и относительно легко восстанавливаемых (заменяемых) объектов. Надежность по отношению к данной группе отказов называется эксплуатационной.

*Критические отказы* – это отказы, приводящие к авариям и возникающие вследствие неблагоприятного сочетания нагрузок и воздействий, стихийных явлений.

*Ресурсные отказы* – это отказы, лимитирующие ресурс объекта в целом при нормальных условиях эксплуатации и нормальных условиях окружающей среды.

### *Модели накопления повреждений*

Выработка ресурса, как правило, связана главным образом с накоплением необратимых повреждений в деталях машин и конструкций. Происхождение повреждений может носить механический, физико-химический и смешанный характер.

Различная природа повреждений позволяет описать их накопление только на основе полуэмпирических моделей, которые служат для решения инженерных задач, связанных с расчетом на долговечность и прогнозированием ресурса.

Самые простые модели основаны на введении скалярной меры накопления повреждений:

$$\psi = \psi(t) . \quad (40)$$

Данная функция может принимать значения на выбранном отрезке времени от 0 до 1. Значение  $\psi = 0$  соответствует случаю, когда повреждения отсутствуют. Значение  $\psi = 1$  соответствует уровню повреждений, при которых деталь или узел выработали свой ресурс.

К основным недостаткам следует отнести отсутствие физической зависимости между процессами повреждений и многозначность толкования начальных и конечных значений функции.

Несмотря на указанные недостатки, данные функции достаточно широко используются в инженерных расчетах. Полагая, что мера  $\psi$  полностью характеризует уровень повреждений, и, пренебрегая последствием, общая форма уравнения для меры повреждений при непрерывном времени может быть представлена в виде дифференциального уравнения:

$$\frac{d\psi}{dt} = f(\psi, q) . \quad (41)$$

В случае кумулятивного процесса функция, стоящая в правой части, должна быть неотрицательной, интегрируемой по времени и непрерывной от  $\psi$ .

Процесс  $q(t)$  включает силовые, деформационные, температурные, химические и другие воздействия, влияющие на выработку ресурса. В простейшем случае это скалярный процесс изменения параметра, с точностью до которого заданы все внешние силы, действующие квазистатически.

Если в начальный момент времени  $t = 0$  мера повреждений имела значение  $\psi = 0$ , то время до исчерпания ресурса определится на основании решения обратной краевой задачи для уравнения (41) с граничными условиями:

$$\Psi(0) = 0; \Psi(t) = 1. \quad (42)$$

В качестве аргумента функции  $q$  может быть использовано дискретное время или последовательность блоков нагружения.

Уравнение (41) можно представить в виде конечно-разностного аналога:

$$\psi_n - \psi_{n-1} = \omega(\psi_{n-1}, q_n) \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (43)$$

с граничными условиями:

$$\Psi(0) = 0; \Psi(N) = 1, \quad (44)$$

если примем, что  $n$  – номер цикла или блока,  $N$  – номер цикла или блока, соответствующий исчерпанию ресурса.

Сглаженная аппроксимация уравнения (43) может быть представлена в виде:

$$\frac{d\psi}{dn} = f(\psi, q). \quad (45)$$

### *Линейное суммирование повреждений*

Если правая часть уравнения (41) не зависит от меры повреждений, то при заданном процессе нагружения  $q(t)$  его решение при начальном условии  $\Psi(0) = 0$  имеет вид:

$$\psi(t) = \int_0^t f[q(\tau)] d\tau. \quad (46)$$

Введя условие  $\Psi(T) = 1$ , и обозначение  $T_b(q) = 1/f(q)$ , получим уравнение для определения  $T$ :

$$\int_0^T \frac{d\tau}{T_b[q(\tau)]} = 1, \quad (47)$$

где  $T_b(q)$  – ресурс при заданном режиме нагружения.

При дискретном нагружении из уравнения (43) можно получить

$$V \sum_{n=1}^N \frac{1}{N_b(q_n)} = 1, \quad (48)$$

где  $N_b(q_n) = 1/\omega(q)$  – число циклов или блоков, соответствующих исчерпанию ресурсов при заданном режиме нагружения.

Уравнения (47) и (48) отражают правило линейного суммирования повреждений соответственно для непрерывного и дискретного процесса нагружения.

Простейший способ экспериментальной проверки правила линейного суммирования заключается в анализе соотношений

$$\frac{\Delta t_1}{T_b(q_1)} + \frac{\Delta t_2}{T_b(q_2)} = 1 \quad (49)$$

$$\frac{n_1}{N_b(q_1)} + \frac{n_2}{N_b(q_2)} = 1 \quad (50)$$

при соответственно непрерывном и дискретном процессе нагружения.

### *Автомодельный процесс накопления повреждений*

В случае, когда мера повреждений при базовых испытаниях зависит нелинейно от времени, то при  $q = \text{const}$  введением безразмерной переменной  $t/T_b(q)$  зависимости мер повреждений при произвольном  $q$  можно привести к единому виду:

$$\psi_b = g \left[ \frac{t}{T_b(q)} \right]. \quad (51)$$

После дифференцирования уравнения (51) получим:

$$\frac{d\psi_b}{dt} = \frac{f_1(\psi)}{T_b(q)}, \quad (52)$$

где  $f_1(\psi)$  – производная обратной функции  $g^{-1}(\psi_b)$ .

Интегрирование (52) при начальном условии  $\psi(0) = 0$  с условием разделения переменных дает:

$$\int_0^{\psi} \frac{d\psi}{f_1(\psi)} = \int_0^t \frac{d\tau}{T_b[q(\tau)]}. \quad (53)$$

Предполагая существование интегралов функций, окончательно получим:

$$\psi(t) = g \left[ \hat{\psi}(t) \right], \quad (54)$$

где

$$\hat{\psi}(t) = \int_0^t \frac{d\tau}{T[q(\tau)]}. \quad (55)$$

Аналогично можно получить и для дискретного процесса нагружения:

$$\psi_n = g \left[ \hat{\psi}_n \right], \quad (56)$$

где

$$\hat{\psi}_n = \int_0^t \frac{1}{N_b(q_k)} \cdot \quad (57)$$

### ***Модель накопления повреждений В.В. Болотина***

Обобщение теорий суммирования повреждений и разработка теории, учитывающей историю нагружения, были выполнены В.В. Болотиным. Основным моментом в предложенной им модели был отказ от автономности меры повреждений и учет зависимости предельного числа циклов нагружения от вида функции напряжений, т. е. истории нагружения.

В этом случае выражение для скорости накопления повреждений (41) принимает вид:

$$\omega(t) = \frac{d\psi(t)}{dt} = k \frac{\rho(\sigma)}{N_n(\sigma)} \cdot \left[ \frac{kt}{N(\sigma)} \right]^{-\rho(\sigma)-1}, \quad (58)$$

где  $\rho(\sigma)$  – некоторая функция напряжения  $\sigma$ ;  $k$  – коэффициент пропорциональности;  $\psi(t)$  – функция накопления повреждений;  $N_n(\sigma)$  – число циклов, соответствующее разрушению при заданном режиме нагружения.

### ***Многостадийная модель накопления повреждений***

Данные модели отражают тот факт, что многие процессы накопления повреждений состоят из двух или более стадий, каждая из которых протекает по своим законам. Наиболее полно данная модель может применяться, например, для определения остаточного ресурса элементов машин и оборудования при наличии различных стадий приработки деталей в процессе всего жизненного цикла.

В этом случае допуская, что, введя безразмерное время, отнесенное к продолжительности каждой стадии, зависимость  $\psi_b(t)$  можно приве-

ти к виду: 
$$\psi_b(t) = \psi_{k-1} + (\psi_k - \psi_{k-1}) \cdot g_k \cdot \left[ \frac{t - T_{b,k-1}(q)}{T_{bk}(q) - T_{b,k-1}(q)} \right];$$

$$T_{b,k-1}(q) < t \leq T_{b,k}(q); \quad (k = 1, \dots, m), \quad (59)$$

где  $\psi_{k-1}$  и  $\psi_k$  – меры повреждений, соответствующие началу и завершению  $k$ -ой стадии ( $\psi_0 = 0$ ;  $\psi_m = 1$ );  $T_{b,k-1}(q)$  и  $T_{b,k}(q)$  – моменты начала и завершения  $k$ -ой стадии при  $q = \text{const}$  ( $T_{b,k} = 0$ );  $g_k(u)$  – некоторые функции, описывающие закон накопления повреждения для каждой



Нагрузки, действующие на машины и оборудование, в общем случае можно классифицировать следующим образом:

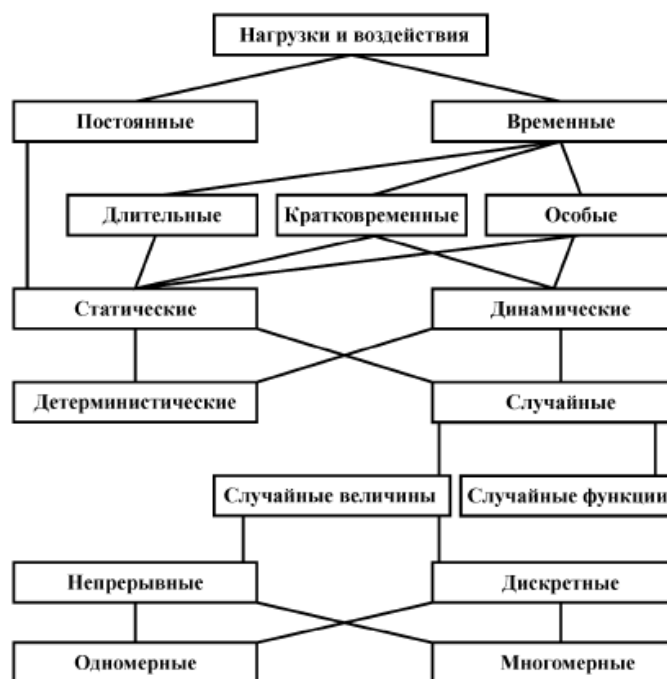


Рис. 7. Классификация нагрузок, действующих на машины и оборудование

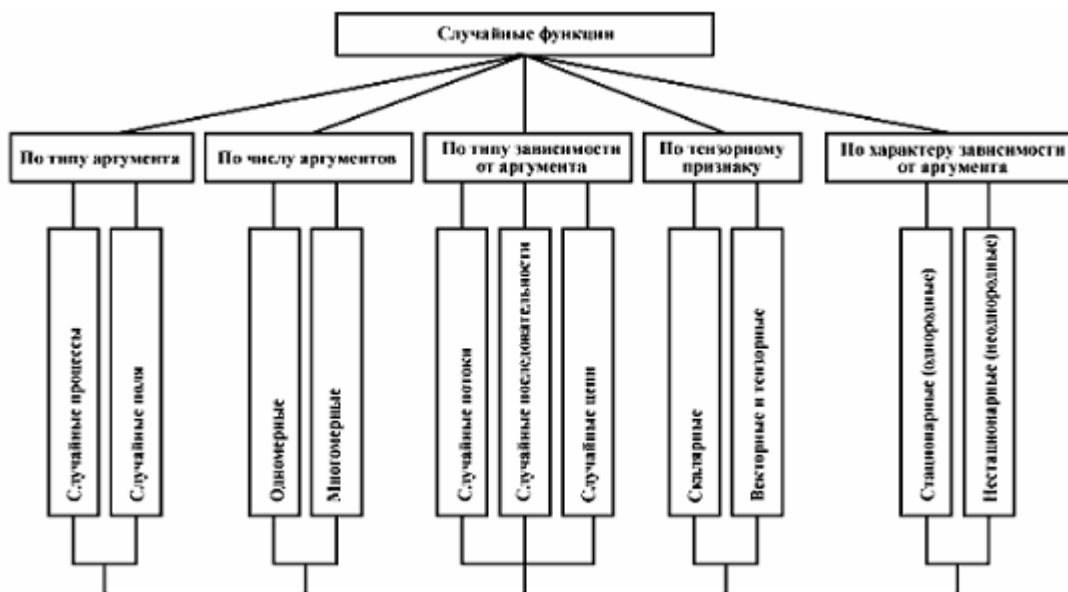


Рис. 8. Классификация случайных функций

В случае постоянных статических нагрузок или временных динамических и детерминистических нагрузок, которые могут иметь вероятностный характер изменения в заданном диапазоне, в качестве показателей надежности могут использоваться коэффициент безопасности или запас

прочности, которые могут служить в качестве аналогов вероятности безотказной работы или риска выхода оборудования из рабочего состояния.

При условии, что прочность и напряжение подчиняются нормальному закону распределения, то коэффициент безопасности определяется в виде:

$$S_f = \frac{\mu_s}{\mu_{ss}} \geq 1,$$

а запас прочности из соотношения:

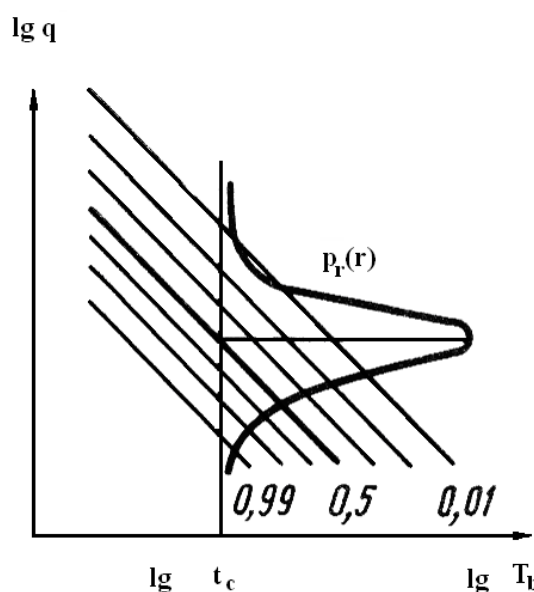
$$S_m = S_f - 1 \text{ или } S_m = \frac{\mu_s - \mu_{\max}}{\sigma_s},$$

где  $\mu_s$  и  $\mu_{ss}$  – средняя прочность и среднее напряжение;  $\sigma_s$  и  $\sigma_{ss}$  – средне-квадратическое отклонение прочности и напряжения;  $\mu_{\max} = \mu_{ss} + k\sigma_{ss}$ ;  $k = 3 \div 6$ .

### ***Влияние разброса механических свойств на процесс накопления повреждений***

Рассмотрим влияние статистического разброса свойств материалов, деталей и узлов на оценку ресурса с применением полуэмпирических моделей накопления повреждений.

Для характеристики свойств введем некоторый вектор прочности  $r$ , компоненты которого – случайные величины. Свойства генеральной совокупности образцов, элементов или деталей опишем с помощью совместной плотности вероятности  $p_r(r)$  компонентов данного вектора.



*Рис. 9. Отношение между векторами качества и количества в течение базового ресурса*



Обозначив ресурс при базовых испытаниях в непрерывном режиме в виде  $T_b(q | r)$ , а при дискретном  $N_b(q | r)$ , получим простейшие соотношения, которые могут принять следующий вид:

$$T_b(q | r) = t_c \left( \frac{r}{q} \right)^m . \quad (62)$$

$$N_b(q | r) = N_c \left( \frac{r}{q} \right)^m , \quad (63)$$

где  $t_c$  – постоянная, имеющая размерность времени или наработки;  $m$  – положительный показатель.

### ***Построение полуэмпирических моделей по данным ресурсных испытаний***

Исходным материалом для построения полуэмпирических моделей служат результаты ресурсных испытаний при однородных режимах нагружения. Эти результаты, как правило, обнаруживают значительный статический разброс, связанный со случайной природой явления. Традиционная форма представления результатов в виде кривых, например усталости и длительной прочности, по существу не отражает этого разброса. Дополнением к кривым регрессии служат эмпирические оценки для законов распределения ресурса (при заданном уровне нагружения) или для характеристик нагружения (при заданном ресурсе).

Общий метод построения моделей, учитывающий статистический разброс, состоит в следующем:

- на основании кривых регрессии подбирается аналитическая зависимость между характеристиками нагружения и характеристиками ресурса;
- на основе результатов статистической обработки базовых ресурсных испытаний проводится выбор подходящих аналитических выражений для функций распределения случайных параметров.

На первом этапе все параметры разбиваем на две группы, одна из которых относится ко всей генеральной совокупности параметров, другая трактуется как индивидуальные параметры образцов и, в сущности, представляют собой случайные величины.

Учитывая недостаточность объема выборок при ресурсных испытаниях, выбор функций распределения, характеризующих разброс при базовых ресурсных испытаниях, в значительной мере носит характер принятия статистических гипотез. В этом случае возникает необходимость использовать дополнительные теоретические соображения, например асимптотические свойства некоторых распределений.

Одним из критериев, которым должна удовлетворять функция распределения случайных параметров, – согласованность с аналитическими выражениями для зависимостей между характеристиками нагружения и ресурсом. Целесообразность критерия обусловлена:

- подтверждением признака внутренней непротиворечивости модели;
- обеспечением относительной простоты аналитических вычислений и простым видом конечных формул;
- необходимостью рассмотрения физико-механических явлений повреждения и разрушения на уровне структуры материала.

Простейшим примером согласованной полуэмпирической модели служат базовая зависимость (62) или (63) и выражение для функции распределения параметра  $r$ , который характеризует прочность наугад взятого образца:

$$F_r(r) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{r}{r_c} \right)^\alpha \right], \quad (64)$$

где  $r_c$  – характерный параметр прочности (детерминистическая величина),  $\alpha$  – показатель ( $\alpha \geq 1$ ).

Выбранная модель приводит к простым и естественным конечным формулам. Формулы будут более громоздки, если принять другие формы распределения для параметра  $r$ , например, логарифмически нормальное распределение.

Каждая модель накопления повреждений, кроме аналитических выражений типа (62) и (64), должна включать формулировку закона суммирования повреждений. Если принять скалярную меру повреждений и правило линейного суммирования, то вид функции  $T_b(q|r)$  и плотности вероятности параметра  $r$  полностью задает основное уравнение:

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{1}{T_b(q|r)} \quad (65)$$

Если есть основания различать физическую меру повреждений и меру псевдоповреждений, то вместо (65) следует взять уравнение типа (52):

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{f_1(\psi)}{T_b(q|r)}. \quad (66)$$

Функция  $f_1(\psi)$  в правой части (66) должна обеспечивать требуемую связь (55) между мерами повреждений и псевдоповреждений.

### *Классическая (многоцикловая) усталость*

Усталость – наиболее частая причина отказов и предельных состояний напряженных деталей машин. К многоцикловой усталости относится разрушение, наступающее при числе циклов нагружения, превышающем значение  $5 \cdot 10^4$ .

Причиной многоцикловой усталости служит накопление рассеянных повреждений в наиболее слабых или наиболее напряженных зернах, совокупность которых образует зародыш усталостной трещины.

Если существует амплитуда напряжений, при которой разрушение выбранного материала от усталости не может произойти даже при сколь угодно большом числе нагружений, то используют понятие предела выносливости.

Результаты испытаний на усталость весьма чувствительны к концентраторам напряжений, в том числе и к микроконцентраторам (микрорпоры, микровключения и т. д.) и обнаруживают значительный статистический разброс и масштабный эффект.

Результаты базовых испытаний на усталость представляют в виде регрессионных зависимостей между характерным напряжением цикла  $s$  и числом циклов  $N_b(s | r)$  до видимого повреждения образца или его полного разрушения. Если в двойных логарифмических координатах регрессионная зависимость достаточно близка к линейной, то естественно принять зависимость в виде (63), т. е.:

$$N_b(s | r) = N_c \left( \frac{r}{s} \right)^m, \quad (67)$$

где  $N_c$  – база испытаний.

В виду приблизительной параллельности линий равной вероятности на плоскости двойных логарифмических координат  $\lg N$ ,  $\lg s$  показатель степени  $m$  можно считать характеристикой генеральной совокупности. Тогда предельное напряжение  $s$  при базе испытаний  $N_c$  остается единственной случайной величиной, характеризующей разброс пределов выносливости и долговечности.

Двухпараметрическое распределение Вейбулла (64) служит наиболее удобной вероятностной моделью для однопараметрического семейства кривых усталости (67). Степенная зависимость в (67) согласована с формой, в которой параметр прочности входит в распределение (64), соответствующее общепринятым представлениям о механизме зарождения усталостных трещин.

При наличии четко выраженного предела выносливости вместо (67) можно принять

$$N_b(s | r) = \begin{cases} N_c \left( \frac{r}{s} \right)^m & \text{при } s \geq r, \\ \infty & \text{при } s < r. \end{cases} \quad (68)$$

Здесь предел выносливости – случайная величина, совпадающая с параметром  $r$ .

Если есть необходимость включить в модель явление малоцикло-вой усталости, то прибегают к билинейной аппроксимации:

$$N_b(s | r) = \begin{cases} N_c \left( \frac{r}{s} \right)^m & \text{при } s \geq r, \\ N_c \left( \frac{r}{s} \right)^{m_1} & \text{при } s < r. \end{cases} \quad (69)$$

При этом параметр  $r$  имеет смысл условного предела выносливости на базе  $N_c$ .

В качестве примера аппроксимации кривых усталости с выраженным пределом выносливости кривыми, гладкими всюду на плоскости  $N, s$ , приведем выражение:

$$N_s(s | r) = N_0 + (N_c - N_0) \cdot \frac{(r - r_0)^m}{(s - r_0)^m}, \quad (70)$$

где  $r_0$  и  $N_0$  пороговое значение предела выносливости и числа циклов, начиная с которых в материале начинают накапливаться повреждения.

При расчетах в области больших  $N$  можно принять  $N_0 = 0$ . Если единственный случайный параметр в формуле (70) – характерная прочность  $r$ , то согласованное с этой формулой распределение параметра  $r$  – трехпараметрическое распределение Вейбулла:

$$F_r(r) = \begin{cases} 0 & \text{при } r < r_0 \\ 1 - \exp \left[ - \frac{(r - r_0)^\alpha}{(r_c - r_0)^\alpha} \right] & \text{при } r \geq r_0 \end{cases} \quad (71)$$

Довольно часто применяют полулогарифмические координаты  $\lg N, s$  и в случае близости регрессионной зависимости к линейному виду, принимают  $s = r + r_c (\lg N_c - \lg N)$ . Здесь  $r_c$  – некоторая постоянная. Полагая  $r$  случайной величиной, получаем семейство кривых усталости, соответствующих генеральной совокупности образцов. Обратная зависимость имеет вид:

$$N_b(s | r) = N_c \cdot 10^{\frac{(r-s)}{r_c}}. \quad (72)$$

### **Малоцикловая усталость**

Механизм малоцикло-вой усталости определяется в основном повторными пластическими деформациями, поэтому для его описания используют деформационные критерии.

Простейший деформационный критерий малоциклового усталости – критерий Коффина

$$N^\mu \cdot \Delta \varepsilon_p = C, \quad (73)$$

где:  $N$  – циклическая долговечность;  $\Delta \varepsilon_p$  – размах пластической деформации цикла;  $\mu$  и  $C$  – эмпирические постоянные (для углеродистых сталей  $\mu = 0,5$ );

Если считать, что (73) справедливо при монотонном нагружении, и разрушение происходит в конце первой четверти цикла нагружения, при  $\mu = 0,5$  получаем  $C = 0,5\varepsilon_*$ . Предельная деформация в свою очередь связана с относительным поперечным сужением  $\psi_*$  в шейке разорванного образца соотношением:

$$\varepsilon_* = \ln(1 - \psi_*)^{-1}.$$

Формулу (73) можно привести к ранее рассмотренному виду (67), представив ее следующим образом:

$$N = N_c \left( \frac{\varepsilon_*}{\Delta \varepsilon_p} \right)^m,$$

где  $N_c = 2^{-1/\mu}$ , показатель кривой усталости  $m = 1/\mu$ .

Приняв за меру повреждений отношение  $\psi = \varepsilon_p/\varepsilon_*$ , согласно правила линейного суммирования получим:

$$\sum_{k=1}^N \frac{1}{N_b (\Delta \varepsilon_p)} = 1. \quad (74)$$

Формулу (74) следует рассматривать как частный случай формулы (48), где в качестве параметра нагрузки  $q$  принят размах пластической деформации цикла  $\Delta \varepsilon_p$ . Она находит хорошее подтверждение при испытаниях образцов по схеме жесткого нагружения (при заданных размахах  $\Delta \varepsilon_p$ ).

Трудности возникают, когда нагружение не является жестким. Чтобы по заданным нагрузкам найти размахи деформаций, нужно использовать кривые циклического упрочнения, а также учитывать явление концентрации деформаций.

В прикладных расчетах, когда условия жесткого нагружения не выполнены, вместо вычисления относительных повреждений целесообразно проводить непосредственное суммирование пластических деформаций и сравнивать вычисленные деформации с предельным значением  $\varepsilon_*$ .

Деформационные критерии имеют существенное преимущество – возможность описания в рамках одной математической модели как малоциклового, так и классической усталости. В качестве примера объединенного деформационного критерия служит уравнение Мэнсона

$$\Delta \varepsilon = CN^{-\mu} + 3,5 N^{-\nu} \sigma_b / E, \quad (75)$$

где  $\Delta \varepsilon$  – размах полной деформации цикла;  $\sigma_b$  – предел прочности при растяжении;  $E$  – модуль упругости. Показатель степени  $\nu$  для углеродистых и большинства легированных сталей принимают равным 0,12, что приблизительно соответствует показателю кривой усталости (67)  $m = 8$ .

Уравнение (75) нельзя разрешить в явном виде относительно числа циклов нагружения. В этом случае с точки зрения прогнозирования ресурса удобнее кусочно-гладкие аппроксимации типа формул (69) с выделением участка малоциклового усталости, участка многоциклового усталости и, возможно, переходной области. В сочетании с правилом суммирования данная аппроксимация приводит к критериям типа:

$$\sum_{k=1}^{N_p} \frac{1}{N_{bp}(\Delta \varepsilon_p)} + \sum_{k=1}^{N_e} \frac{1}{N_{be}(\Delta \varepsilon_e)} = 1. \quad (76)$$

Первая сумма в левой части уравнения учитывает повреждения от малоциклового усталости с общим числом циклов  $N_p$ , вторая – повреждения от многоциклового усталости с общим числом циклов  $N_e$ . При этом циклическая долговечность  $N = N_p + N_e$ .

### *Механическое изнашивание*

Изнашивание деталей, узлов и сопряжений – одна из основных причин исчерпания ресурса.

Практические методы оценки долговечности трущихся деталей и сопряжений основаны на эмпирических формулах. Примером может служить соотношение для расчета подшипника на долговечность:

$$L = \left( C/P \right)^m, \quad (77)$$

где  $L$  – ресурс подшипника;  $P$  – расчетная нагрузка на подшипник;  $C$  – динамическая грузоподъемность подшипника.

Если нагрузка изменяется во времени, в расчет вводят эквивалентную нагрузку, определяемую по формулам типа:

$$P = \left( P_1^m \cdot l_1 + P_2^m \cdot l_2 + \dots \right)^{1/m}, \quad (78)$$

где  $l_1, l_2$  – относительная наработка (число оборотов) при значениях нагрузки, равных соответственно  $P_1, P_2$ . Для шарикоподшипников принимают  $m = 3$ ; для подшипников с линейным контактом  $m = 10/3$ . За динамическую грузоподъемность подшипника принимают нагрузку, которую партия подшипников данного типоразмера выдерживает с по-

казателем надежности 90 % без заметных повреждений при испытаниях на базе 1 млн оборотов. Значения динамической грузоподъемности приведены в каталогах.

Формула (77) представляет разновидность формулы (62) для степенной зависимости ресурса от уровня нагрузки, а способ вычисления эквивалентной нагрузки (78) выражает правило линейного суммирования повреждений на основе формулы (48).

В связи с многофакторностью процесса износа ресурсные расчеты обычно проводят на основе эмпирических зависимостей, полученных путем изучения установившихся процессов изнашивания. Эти зависимости связывают интенсивность изнашивания  $I$ , равную объему материала, уносимого с единицы площади трущихся поверхностей за единицу относительного пути, с нагрузкой на сопряжение, относительной скоростью, механическими характеристиками материалов, параметрами шероховатости и т. д. Типичная зависимость имеет вид:

$$I = Kq^m, \quad (79)$$

где  $K$  и  $m$  – эмпирические постоянные;  $q$  – номинальное давление.

Интенсивность изнашивания может меняться в широких пределах:  $I = 10^{-12} \div 10^{-3}$ . Для скорости изнашивания можно получить формулу:

$$j = \frac{dI}{dt} = K_1 \cdot q^m \cdot V^n, \quad (80)$$

где  $K_1$  и  $n$  – эмпирические константы;  $V$  – относительная скорость трущихся пар.

Если скорость изнашивания пропорциональна длине относительного пути, то в (80)  $n = 1$ , причем  $K_1 = K$ . В случае, когда скорость изнашивания пропорциональна мощности сил трения, которые в свою очередь пропорциональны номинальному давлению, то  $m = n = 1$ .

При контактной усталости показатель  $m$  в формуле (80) можно выразить через соответствующий показатель кривой усталости, пределы которого могут изменяться в диапазоне  $m = 1 \div 3$ . При высокой шероховатости, например, в процессе приработки, показатель степени у скорости может быть больше единицы.

В литературе можно также найти соотношения типа (79), (80), в правые части которых входят параметры шероховатости, пределы текучести и модули упругости материала, коэффициенты трения в сопряжениях и т. д.

Нетрудно привести основные соотношения для расчета износа к общему виду уравнения накопления повреждений. Эти соотношения могут принять вид:

$$\psi = \frac{(h - h_o)}{h_o}, \quad (81)$$

где  $\psi$  – мера повреждений;  $h$  – характерный линейный износ;  $h_0$  – начальное значение износа.

Так как  $j = \frac{dh}{dt}$  – скорость изнашивания, то  $\frac{d\psi}{dt} = j/h_0$ . При этом:

$$\psi(0) = 0; \quad \psi_* = (h_* - h_0) / h_0,$$

где  $h_*$  – предельно допустимая глубина износа.

### Элементы механики разрушения

Механикой разрушения обычно называют механику тел, содержащих трещины. Особое внимание уделяют установлению условий устойчивости трещин в упругих, упругопластических и вязкоупругих материалах.

Линейная механика разрушения (механика хрупкого разрушения) предполагает два допущения: трещина может быть представлена в виде математического разреза в однородной сплошной среде; среда считается линейно упругой вплоть до разрушения.

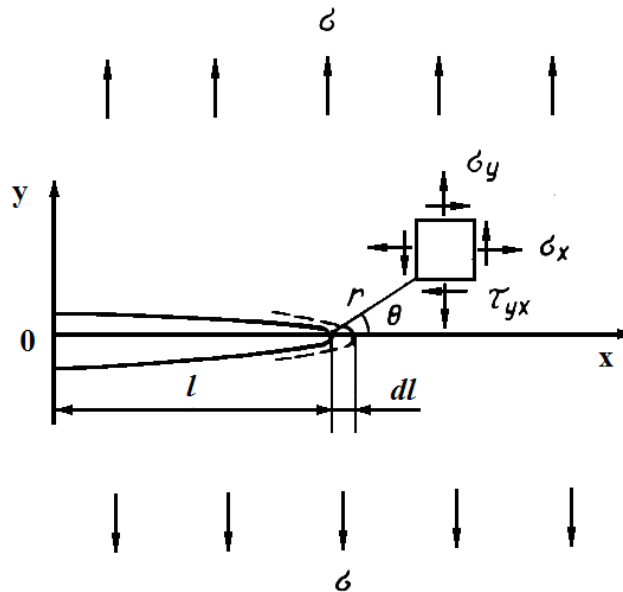


Рис. 10. Математический разрез однородной сплошной среды

В нелинейной механике разрушения (механике квазихрупкого разрушения) учитывается нелинейное поведение материала, в частности появление пластических деформаций у фронта трещин.

Согласно энергетической концепции Гриффитса, трещина не растет, если значение потенциальной энергии, высвобождаемой при росте трещины меньше работы разрушения, т. е.:

$$-d\Pi < \gamma dl \quad (82)$$



Если учесть, что при динамическом росте трещин

$$\frac{d\Pi}{dl} = - \frac{\pi\sigma^2 l(1 - \nu^2)}{E}, \quad (83)$$

и рассмотреть граничное условие (82), то получим формулу Гриффитса для критического напряжения:

$$\sigma_c = \left[ \frac{\gamma E}{\pi l(1 - \nu^2)} \right]^{1/2}, \quad (84)$$

где  $E$  – модуль упругость материала;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $\gamma$  – удельная работа разрушения.

Размерность удельной работы разрушения – работы, отнесенной к единице площади вновь образованной трещины, в системе СИ является Дж/м<sup>2</sup> = Н/м.

Альтернативный подход к механике разрушения предложен Ирвиным. В этом случае, если процесс разрушения носит локальный характер, он должен в первую очередь зависеть от распределения напряжения в окрестности фронта трещины. Напряжения в этом случае могут быть представлены в виде  $V$

$$\sigma_{jk}(r, \theta) = \frac{K}{(2\pi r)^{1/2}} f_{jk}(r, \theta), \quad (85)$$

где индексы  $j, k$  принимают значения  $x, y, z$ ;  $r$  – полярный радиус;  $\theta$  – полярный угол;  $K$  – коэффициент интенсивности напряжений, имеющий размерность Н·м<sup>-3/2</sup> = Па·м<sup>-1/2</sup>. В задаче Гриффитса

$$K_I = \sigma (\pi l)^{1/2}, \quad (86)$$

где  $I$  указывает на то, что коэффициент  $K$  относится к трещине отрыва.

Согласно Ирвину граничное соотношение имеет вид:

$$K_I = K_{Ic}, \quad (87)$$

где  $K_{Ic}$  – критическое значение коэффициента интенсивности напряжений.

Если критическое значение больше коэффициента интенсивности напряжений, то трещина не растет; в противном случае она распространяется динамически.

Условия (84) и (87) эквивалентны, если принять

$$K_{Ic} = \left( \frac{\gamma E}{1 - \nu^2} \right)^{1/2}. \quad (88)$$

Данное соотношение устанавливает соответствие между энергетическим подходом Гриффитса и силовым подходом Ирвина.

Правая часть формулы (83) с точностью до знака равна энергии системы, высвобождаемой при продвижении трещины на единицу длины, – интенсивности высвобождения энергии  $G$ , которая имеет размерность силы. В этом случае иначе ее называют силой, продвигающей трещину.

Поскольку с учетом (83)

$$G = \frac{\pi \sigma^2 l (1 - \nu^2)}{E}, \quad (89)$$

условие энергетического баланса принимает вид:

$$G = G_{Ic}. \quad (90)$$

В данном случае  $G = K^2(1 - \nu^2)/E$ ,  $G_{Ic} = \gamma$ , так что в качестве характеристики трещиностойкости материала может быть принята одна из трех связанных между собой величин  $K_{Ic}$ ,  $G_{Ic}$  и  $\gamma$ .

Подход, основанный на понятии коэффициентов интенсивности напряжений, оказался наиболее удобным для приложений.

Обычно различают три моды разрушений: отрыва, поперечного и продольного сдвига.

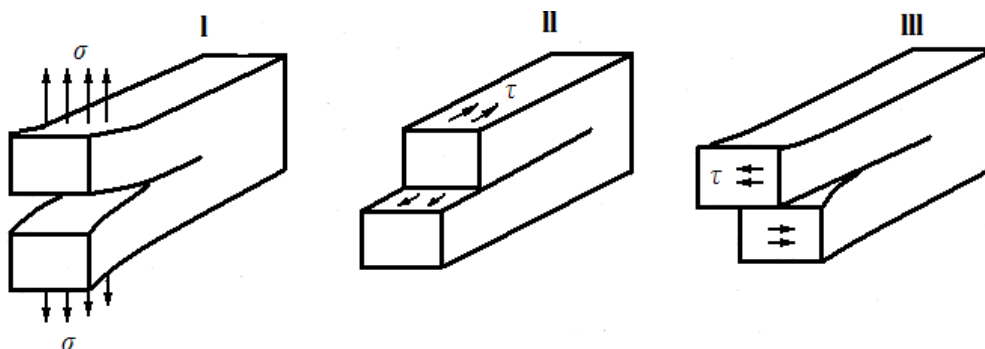


Рис. 11. Моды разрушений

Коэффициенты эффективности для данных мод определяют по формулам:

$$K_I = \sigma (\pi l)^{1/2}; \quad K_{II} = K_{III} = \tau (\pi l)^{1/2}, \quad (91)$$

где  $\sigma$  и  $\tau$  – номинальные нормальные и касательные напряжения.

В общем случае наложения трех мод разрушения для интенсивности высвобождаемой энергии имеем формулу Ирвина:

$$G = \frac{1 - \nu^2}{E} (K_I^2 + K_{II}^2) + \frac{1 + \nu}{E} K_{III}^2. \quad (92)$$

Если предположить, что удельная работа разрушения не зависит от моды, критическое сочетание номинальных напряжений должно удовлетворять условию (90) с левой частью, определяемой согласно (92). Этот критерий применим также в более общем случае – при условии, что поле номинальных напряжений изменяется достаточно медленно. Формулы для коэффициентов интенсивности напряжений имеют вид:

$$K = Ys (\pi l)^{1/2}, \quad (93)$$

где  $Y$  – безразмерный коэффициент, зависящий от типа нагружения, формы образца (элемента конструкции), формы и размещения трещины;  $s$  – номинальное напряжение;  $l$  – характерный размер трещины.

Справочные данные о коэффициентах интенсивности напряжений можно найти в литературе. Например, для растягиваемой полосы конечной ширины  $2b$ , где  $b > 0,8l$ , обычно применяют приближенную формулу:

$$K_I \approx \sigma (\pi l)^{1/2} \left[ \sec \left( \frac{\pi l}{2b} \right) \right]^{1/2}. \quad (94)$$

В экспериментальной механике разрушений критический коэффициент интенсивности напряжений  $K_{IC}$  называют трещиностойкостью материала и определяют по результатам испытаний на растяжение в условиях плоской деформации. Типичные значения трещиностойкости для большинства углеродистых и легированных сталей составляют при нормальных условиях  $60 \div 150 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$ .

В связи с возможностью наличия пластических деформаций в зоне образования и роста трещин необходимо учитывать, что условие (86) имеет смысл, если размер трещины  $l$  достаточно велик по сравнению с характерным размером  $\lambda_p$  зоны пластических деформаций. Этот размер нетрудно определить из соотношения (85). Из условия

$$\sigma_{yy}(r,0) \approx \sigma_Y$$

получим

$$\lambda_p \approx K^2 / (2\pi\sigma_Y^2), \quad (95)$$

где  $\sigma_Y$  – предел текучести материала при растяжении.

С учетом этого линейная механика разрушения применима при следующих условиях:

$$l \gg \lambda_p \quad l \gg \rho, \quad (96)$$

где  $\rho$  – размер элементов структуры.

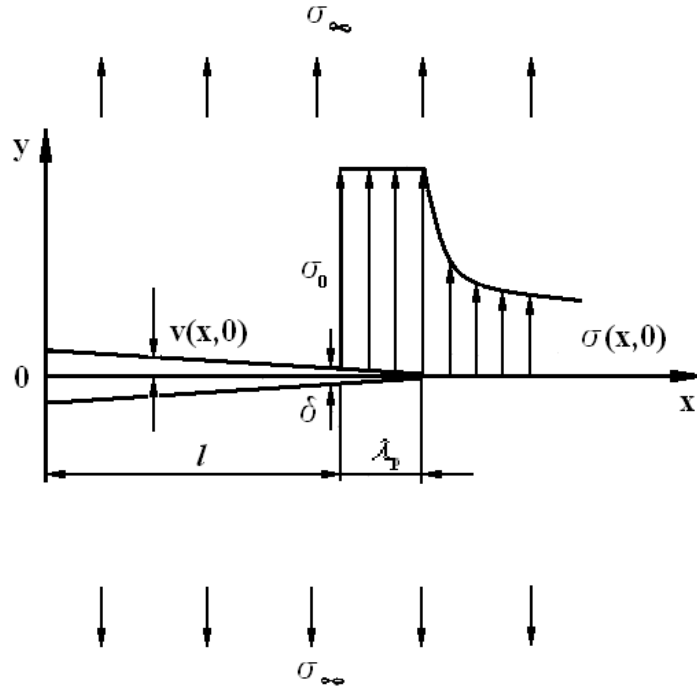


Рис. 12. Распределение напряжений в зоне разрушения

Учет пластического деформирования может быть основан на введении тонкой концевой зоны у фронта трещины, где сосредоточены все неупругие эффекты. В пределах данной зоны напряжения считаются постоянными и равными  $\sigma_0$ . Эта величина аналогична пределу текучести материала. Вне концевой зоны материал считают линейно-упругим. Трещина начинает расти, как только раскрытие  $\delta$  на ее фронте достигает критического значения  $\delta_c$ . Таким образом, вместо условий (84), (87) и (90) вводят соотношение  $\delta = \delta_c$ .

Для длины концевой зоны и раскрытий на фронте трещины имеем формулы:

$$\lambda_p = l \left[ \sec \left( \frac{\pi \sigma}{2 \sigma_0} \right) - 1 \right]; \quad \delta = \frac{8 \sigma_0 l}{\pi E} \ln \sec \left( \frac{\pi \sigma}{2 \sigma_0} \right). \quad (97)$$

При  $\sigma \ll \sigma_0$  приходим к формуле Гриффитса (84) при  $\gamma = \sigma_0 \delta_c$  или к условию Ирвина (87) при  $K_c = (E \sigma_0 \delta_c)^{1/2}$ .

Чтобы описать зависимость  $\sigma(l)$  при небольших значениях  $l$ , необходимо детально рассмотреть концевые зоны, в которых происходит развитие пластических деформаций. Стремление сохранить в качестве основной характеристики материала трещиностойкость  $K_{IC}$  приводит к различным полуэмпирическим соотношениям. Примером служит зависимость:

$$\left( \frac{K_I}{K_{IC}} \right)^{\mu_1} + \left( \frac{\sigma}{\sigma_0} \right)^{\mu_2} = 1, \quad (98)$$

где  $\sigma$  – номинальное напряжение;  $\sigma_0$  – предельное напряжение при отсутствии макроскопических трещин;  $\mu_1$  и  $\mu_2$  – эмпирические показатели, например  $\mu_1 = \mu_2 = 2$ . Вместе с тем размеры устойчивых трещин обычно составляют десятки и даже сотни миллиметров, а эксплуатационные номинальные напряжения, как правило, невелики по сравнению с пределом текучести, поэтому область применения линейной механики разрушения в практических расчетах довольно широка.

### **Рост усталостных трещин**

Закономерности роста усталостных трещин также возможно представить в терминах механики хрупкого разрушения. Для простых циклов нагружения, при малом приращении  $\Delta l$  и весьма большом числе циклов нагружения уравнение относительно скорости роста усталостной трещины может принять вид:

$$\frac{dl}{dn} = f(K_{\max}, K_{\min}), \quad (99)$$

где  $l$  – длина трещины,  $n$  – число циклов нагружения,  $K_{\max} \approx S_{\max} l^{1/2}$ ,  $K_{\min} \approx S_{\min} l^{1/2}$  – значения коэффициентов интенсивности напряжения.

Вид правой части устанавливают на основании эмпирических соотношений и некоторых качественных соображений. Одним из возможных вариантов может являться представление ее в виде:

$$\frac{dl}{dn} = c(\Delta K)^m, \quad (100)$$

где  $\Delta K = K_{\max} - K_{\min}$  размах коэффициента интенсивности напряжений,  $m$  – показатель степени, который принимают в пределах от 2 до 6. Для углеродистых сталей обычно  $m = 4$ . В этом случае постоянная  $c = 10^{-16} \div 10^{-12} \text{ мм}^7 \cdot \text{Н}^{-4}$ .

В ряде случаев, исходя из модельных соображений, связывают постоянную  $c$  с механическими характеристиками материала. Так при  $m = 4$  принимают:

$$c \approx (\sigma_B K_{Ic})^{-2} \text{ или } c \approx (E \varepsilon_* K_{Ic})^{-2},$$

где  $\sigma_B$ ,  $E$ ,  $\varepsilon_*$  – соответственно, предел прочности при растяжении, модуль упругости материала и деформация, соответствующая разрушению.

В более общей форме уравнение (99) можно представить в виде:

$$\frac{dl}{dn} = c_1 (\Delta K - \Delta K_o)^{m_1} (K_{\max} - K_o)^{m_2} (K_c - K_{\max})^{-m_3}, \quad (101)$$

Здесь  $c_1, m_1, m_2, m_3$  – эмпирические постоянные;  $\Delta K_0, K_0$ , соответственно, – пороговое значение размаха и пороговое значение максимума коэффициента интенсивности напряжений.

Приняв в соотношении (101)  $m_1 = m - 1, m_2 = m_3 = 1, \Delta K_0 = K_0 = 0$  и введя коэффициент асимметрии  $R = S_{min}/S_{max} = K_{min}/K_{max}$ , получим уравнение Формана:

$$\frac{dl}{dn} = \frac{(c_1 \Delta K)^m}{(1 - R)K_c - \Delta K}, \quad (102)$$

которое получило широкое распространение в прикладных расчетах.

В общем случае в уравнениях (100), (101) и (102) необходимо учитывать зависимость параметров  $K_c, \Delta K_o, K_o, c$  и  $c_1$  от температуры и свойств среды.

### *Модель зарождения макроскопических трещин*

Рассмотрим процесс накопления повреждений и развития макроскопических трещин в объеме  $V_0$ . На первой инкубационной стадии в слабейших и более напряженных группах элементов структуры возникают зародыши макроскопических трещин с характерным размером  $l_*$ . На второй стадии зародившиеся трещины растут со скоростью, зависящей от усредненных по объему механических характеристик материала.

На инкубационной стадии скалярная мера накопления повреждений может быть представлена в виде функционала:

$$\psi(t) = \int_{\tau=0}^{\tau=t} \Psi[s(\tau)]. \quad (103)$$

Выразив меру повреждения через математическое ожидание числа макроскопических трещин в объеме  $V_0$ , получим:

$$\mu = E[k] = f(\psi); \quad \psi \in [0; \infty). \quad (104)$$

При этом  $f(\psi)$  – непрерывно дифференцируемая функция, удовлетворяющая условиям  $f(\psi) > 0, f(0) = 0, f(1) = 1$ .

Предлагаемые соотношения хорошо иллюстрируются графически зависимостями, приведенными на рис. 13, где группа кривых (а) отображает зависимость меры повреждений, математического ожидания числа макроскопических трещин и реализации целочисленного случайного процесса  $k(t)$ . При этом принято, что  $\mu = \psi^2$ . Кривые группы (б) показывают изменение размеров макроскопической трещины от начального значения до критического.

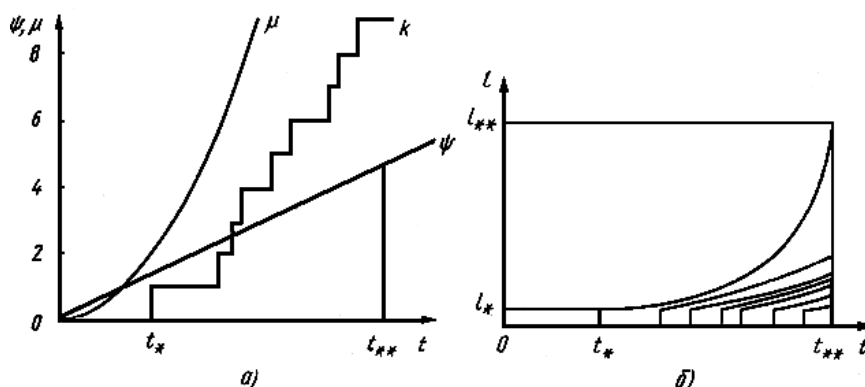


Рис. 13. График развития макроскопической трещины

Дополнив соотношения (103) и (104) вероятностной моделью, дающей возможность связать вероятности возникновения в объеме зародышей макроскопических трещин с математическим ожиданием их числа в этом объеме, получим вероятность обнаружения  $k$  макроскопических трещин в момент времени  $t$ :

$$Q_k(t) = \frac{f^k[\Psi(t)]}{k!} \exp\{-f[\Psi(t)]\}. \quad (105)$$

Вероятность события, состоящего в том, что к моменту времени  $t$  в объеме  $V_0$  найдется хотя бы одна макроскопическая трещина или ее зародыш, определится по формуле:

$$Q(t) = 1 - \exp\{-f[\Psi(t)]\}. \quad (106)$$

При истолковании и статистической обработке результатов испытаний на усталость при постоянном уровне напряжений часто используют распределения, порождаемые функцией

$$F(s, t) = 1 - \exp\left[-\frac{V}{V_0} \left(\frac{s - r_0}{r_c - r_0}\right)^\alpha \left(\frac{t - t_0}{t_c - t_0}\right)^\beta\right]. \quad (107)$$

Показатели  $\alpha$  и  $\beta$  связаны между собой соотношением:  $\beta = \alpha / m$ .

#### 1.4. Структурные модели накопления повреждений

Полуэмпирические модели накопления повреждений не включают явного описания физических явлений, которые происходят в материале в процессе его повреждения.

##### *Модели хрупкого разрушения*

В механике деформируемого твердого тела предложено много структурных моделей. Трудно осуществить даже условную их классификацию, можно указать лишь два крайних класса. Модели каждого класса имеют

много общего между собой как с физической, так и с математической точки зрения. В то же время эти классы образуют вилку, включающую в себя как промежуточные большинство остальных структурных моделей.

Первый класс образуют модели слабейшего звена. Характерным примером служит модель хрупкого разрушения Вейбулла (1939 г.). Рассмотрим её подробнее. Возьмем сначала образец, в котором действуют равномерно распределенные по объему  $V$  напряжения, заданные с точностью до параметра  $s$  (для рассматриваемой модели не имеет значения вид напряженного состояния – растяжение, сдвиг или какое-либо другое). Все остальные параметры, характеризующие прочность и долговечность образца, отнесем к этому типу напряженного состояния. Пусть образец состоит из структурных элементов, число которых в единице объема равно  $n$ . Все структурные элементы принадлежат одной генеральной совокупности, так что их сопротивление при рассматриваемом виде напряженного состояния можно охарактеризовать одной случайной величиной  $r$ . Функцию распределения  $F_r(r)$  этой величины считаем известной. Принимаем концепцию слабейшего звена, т. е. считаем, что разрушение образца произойдет, когда параметр  $s$  достигнет значения, равного наименьшему параметру прочности  $r$ , в объеме  $V$ . С точки зрения теории надежности такая модель соответствует последовательному соединению однотипных элементов.

Учитывая, что образец содержит  $N = nV$  структурных элементов, получим для соответствующего разрушению значения  $s_*$  параметра  $s$  функцию распределения:

$$F_*(s_*) = 1 - [1 - F_r(s_*)]^{nV}. \quad (108)$$

Таким образом, напряжение  $s_*$  распределено по тому же закону, что и минимальные значения в выборке, состоящей из  $N$  случайных величин, с распределением  $F_r(s_r)$ . Число  $N$  весьма велико по сравнению с единицей. Например, стандартный образец из углеродистой стали содержит  $10^6 \dots 10^7$  зерен, поэтому вместо точной функции распределения (108) допустимо взять ее асимптотическое представление, что естественным путем приводит к распределению Вейбулла.

Пусть  $r_0$  – минимальное значение параметра прочности структурного элемента, а в окрестности этого значения  $r \geq r_0$  функция распределения  $F_r(s_r)$  имеет вид  $F_r(r) \approx c(r - r_0)^\alpha$ . Здесь  $c > 0$ ,  $\alpha > 0$  (как правило,  $\alpha \geq 1$ ). При больших  $nV$  вместо (108) получаем асимптотическое распределение

$$F_*(s_*) = \begin{cases} 0 & \text{при } s_* < r_0 \\ 1 - \exp[-cnV(s_* - r_0)^\alpha] & \text{при } s_* > r_0. \end{cases} \quad (109)$$



Объем одного структурного элемента обозначим  $V_0$ . Выполнив замену  $cn = [V_0 (r_c - r_0)^\alpha]^{-1}$ , представим функцию распределения напряжения разрушения в виде:

$$F_*(s_*) = \begin{cases} 0 & \text{при } s_* < r_0 \\ 1 - \exp \left[ -\frac{V}{V_0} \left( \frac{s_* - r_0}{r_c - r_0} \right)^\alpha \right] & \text{при } s_* > r_0. \end{cases} \quad (110)$$

Вновь введенная постоянная величина  $r_c - r_0$  имеет смысл характерной прочности структурного элемента. В приложениях удобнее вместо  $V_0$  вводить в распределение (110) объем рабочей части стандартного образца  $V_s$ . Формула (110), а также дальнейшие соотношения сохраняют тот же вид, но постоянная  $r_c$  приобретает смысл характерной прочности стандартного образца (и новое численное значение).

Распределение (110) допускает различные обобщения. При выводе этого распределения считали, что на прочность образца влияют все структурные элементы независимо от того, где они расположены. Некоторые испытания обнаруживают сильную зависимость прочности образцов от площади их рабочей поверхности. В этих случаях естественнее считать, что разрушение образца происходит, когда разрушается слабейший структурный элемент у его поверхности. Чтобы описать это явление, достаточно в формуле (110) заменить объем  $V$  на площадь соответствующей поверхности  $S$ . Результаты испытаний тонких волокон на разрыв показывают, что их прочность зависит не столько от объема и площади их поверхности, сколько от длины  $l$  испытываемого отрезка волокна. Тогда естественно заменить в формуле (110) объем  $V$  на длину волокна  $l$ . В каждом случае объем  $V_0$  следует заменить на соответствующее значение  $S_0$  или  $l_0$ . Объединив все три случая, получим:

$$F_*(s_*) = \begin{cases} 0 & \text{при } s_* < r_0 \\ 1 - \exp \left[ -\frac{M}{M_0} \left( \frac{s_* - r_0}{r_c - r_0} \right)^\alpha \right] & \text{при } s_* > r_0, \end{cases} \quad (111)$$

где  $M$  – некоторая мера образца (длина, площадь или объем);  $M_0$  – соответствующая мера структурного элемента.

Можно предположить, что на прочность образца влияют (в различной степени) как элементы, расположенные на поверхности, так и элементы, распределенные по объему.

Рассмотрим случай, когда напряженное состояние и (или) механические свойства изменяются в пределах образца, детали или элемента

конструкции. Пусть характерные масштабы этого изменения малы по сравнению с характерным размером структурного элемента. Разобьем область на подобласти так, чтобы в пределах каждой из них напряженное состояние и механические свойства были близки к постоянным, а при переходе от одной подобласти к другой изменялись незначительно. Используем один из критериев прочности при сложном напряженном состоянии, который позволяет выразить условие разрушения через единый скалярный параметр  $s$ . Тогда условие прочности для каждой подобласти запишем в виде  $sf(x) < s_*$ . Здесь  $f(x)$  – функция координат  $x$  одной из точек, принадлежащих данной подобласти;  $s_*$  – соответствующее напряжение разрушения. Применим концепцию слабого звена к совокупности подобластей и выполним предельный переход, заменив суммирование интегрированием по подмножеству

$$M(s^*) = \{x : x \in M; sf(x) \geq r_0(x)\}. \quad (112)$$

В результате вместо (111) получим:

$$F_*(s_*) = 1 - \exp \left\{ - \int_{M(s_*)} \left[ \frac{s_* f(x) - r_0(x)}{r_c(x) - r_0(x)} \right]^{\alpha(x)} \frac{dM}{M_0(x)} \right\}. \quad (113)$$

Формулы (110), (112) и (113) описывают все характерные особенности моделей хрупкого разрушения. Эти формулы содержат либо объем  $V$ , либо в более общем случае меру  $M$ , поэтому распределение напряжения разрушения зависит от абсолютного размера образца. Такое явление называют масштабным эффектом прочности, подразумевая под этим отступление от классических законов подобия, согласно которым напряжение разрушения не должно зависеть от абсолютных размеров образца или детали.

### ***Модели пластического типа***

Рассмотрим класс моделей, противоположных в некотором смысле моделям хрупкого разрушения. Условно назовем их моделями пластического типа, хотя эти модели не обязательно включают процессы пластического деформирования. Типичный пример – модель разрушения, аналогичная схеме параллельного соединения однотипных элементов в теории надежности.

В системной теории надежности взаимодействие элементов описывают в рамках логической схемы. В механике разрушения этого недостаточно. Чтобы найти распределение предельного напряжения, необходимо задать законы деформирования и разрушения отдельных элементов, а также ввести в рассмотрение способ взаимодействия между

элементами. Конечные результаты существенно зависят не только от вероятностей отказов элементов, но и от их механических свойств.

Допустим, что  $N$  структурных элементов расположено в одном поперечном сечении образца, подвергаемого растяжению. Пусть все элементы обладают упругопластическими свойствами. Точнее, примем, что они деформируются упруго вплоть до достижения локального предела текучести  $r$ . Дальнейшее деформирование происходит при постоянном напряжении в данном структурном элементе. Относительно локального предела текучести предположим, что он является случайной величиной с функцией распределения  $F_r(r)$ . Текучесть образца в целом наступит, когда напряжения во всех структурных элементах достигнут местного предела текучести.

Усредненный по сечению предел текучести

$$s_* = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N r_k . \quad (114)$$

Предположив, что число  $N$  весьма велико по сравнению с единицей, применим к случайной величине  $S_*$  центральную предельную теорему, согласно которой величина  $S_*$  распределена асимптотически нормально с математическим ожиданием  $E[r]$  и дисперсией  $D[r]/N$ . Таким образом, приходим к асимптотическому распределению.

## 2. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. Теоретические основы надежности ремонтируемых объектов

В технике отсутствуют абсолютно надёжные изделия и объекты. Вопросами возникновения отказов и способами снижения их числа занимается теория надежности. Надежностью принято называть свойство объекта выполнять заданные функции при сохранении во времени установленных показателей в заданных пределах, соответствующих установленным режимам работы и условиям техобслуживания и ремонта. Поэтому, если  $I$  объект сохраняет заданные характеристики в течение заданного времени, о нем говорят, что он работает надежно. И, наоборот, если не сохраняет, – говорят, что объект отказал или работает ненадежно. Соответственно этому объекты могут находиться в двух состояниях: работоспособном и неработоспособном.

Для дальнейших рассуждений сформулируем понятия работоспособность и неработоспособность объекта.

*Работоспособностью* принято называть такое состояние, при котором рассматриваемый объект способен выполнять заданные функции с предусмотренными технической документацией параметрами.

Сформулировать неработоспособное состояние объекта сложнее, так как различают *основное неработоспособное состояние*, при котором объект прекращает выполнять свое функциональное назначение, и *второстепенное неработоспособное состояние*, при котором дальнейшая работа объекта по соображениям техники безопасности должна быть прекращена или ограничена по рабочим параметрам.

В теории надежности общепринято вероятностное событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта, называть отказом.

В данной работе рассматриваются ремонтируемые объекты длительного использования. Эти объекты характеризуются тем, что на них после возникновения отказа выполняются ремонтные работы, по окончании которых они снова включаются в работу.

Показателем надежности ремонтируемых объектов является последовательность случайных величин, измеряющихся временем работы объекта между двумя соседними отказами или наработкой на отказ.

Наработка на отказ количественно оценивается средним значением наработки ремонтируемого объекта между отказами. В том случае, когда наработка выражается в единицах времени, применяется термин «среднее время безотказной работы» –  $T$ .

Оценка надежности ремонтируемых объектов может быть выполнена путем вычисления:

- характеристик потока отказов;
- условных распределений наработки между отказами.

В теории надежности предпочтение отдается первому способу – вычислению характеристик потока отказов.

С этой целью рассмотрим некоторый абстрактный поток случайных событий-отказов ремонтируемых объектов. При этом предположим, что рассматриваемый поток отказов обладает следующими тремя свойствами: стационарностью, ординарностью и отсутствием последствий.

Эти три свойства потока отказов определяются следующим образом:

1. Стационарность. В любой группе конечного числа несовпадающих интервалов времени вероятность появления в них соответственно  $n_1, n_2, n_3, \dots, n_n$  отказов зависит лишь от этих чисел и длин промежутков времени. В частности, вероятность появления  $n$  отказов на промежутке  $(T, T + \Delta t)$  не зависит от  $T$  и является функцией лишь  $n$  и  $t$ .
2. Ординарность потока означает практическую невозможность появления двух или более отказов в один и тот же очень малый промежуток времени. Формально это условие можно записать в виде  $P > 1(\Delta t) = 0(\Delta t)$ , где  $0(\Delta t)$  – величина бесконечно малая по сравнению с  $\Delta t$ .
3. Отсутствие последствия предполагает, что вероятность наступления  $n$  отказов в любом интервале времени  $(T, T + \Delta t)$  не зависит от того, сколько отказов и как наступили до этого промежутка.

В теории случайных процессов поток, удовлетворяющий этим трем условиям, называется простейшим. Важнейшей характеристикой простейшего потока является интенсивность отказов. Математическое ожидание числа отказов в единицу времени называется интенсивностью потока, которая обозначается  $\lambda$ .

Для простейшего потока отказов вероятность появления ровно одного отказа на интервале времени продолжительностью  $\Delta t$  определяется интенсивностью потока  $\lambda$  из условия стационарности как:

$$P_1(\Delta t) = \lambda \Delta t + 0(\Delta t) \quad (115)$$

при  $\lambda \Delta t < 1$ .

Для составления уравнений простейшего потока воспользуемся классическим примером, приведенным в [2].

Для этого задаемся простейшим потоком отказов с параметром  $\lambda$ , для которого, необходимо найти вероятность  $P_n(t)$  того, что за время  $t$  наступит ровно  $n$  отказов.

С учетом оговоренных выше трех свойств простейшего потока рассмотрим интервалы времени  $(0, t)$  и  $(t + \Delta t)$  и случаи, при которых за время  $t + \Delta t$  наступит ровно  $n$  отказов (свойство стационарности). Это может иметь место только при наступлении следующих вариантов событий:

- за время  $t$  наступят все  $n$  отказов, а за время  $\Delta t$  – ни одного;
- за время  $t$  наступят  $n - 1$  отказов, а за время  $\Delta t$  – один;
- за время  $t$  наступят  $n - 2$  отказов, а за время  $\Delta t$  – два;
- ...
- за время  $t$  наступят 0 отказов, а за время  $\Delta t$  – все  $n$ .

Вероятность этих событий будет равна

$$P_n(t + \Delta t) = P_n(t) \cdot P_0(\Delta t) + P_{n-1}(t) \cdot P_1(\Delta t) + \dots + P_0(t) \cdot P_n(\Delta t) = \sum_{i=0}^n P_i(t) \cdot P_{n-i}(\Delta t). \quad (116)$$

С учетом свойства ординарности потока  $P_{i-1}(\Delta t) = o(\Delta t)$  сумму в выражении (116) с точностью до бесконечно малой  $V$  величины можно представить в виде:

$$P_n(t + \Delta t) = P_n(t) \cdot P_0(\Delta t) + P_{n-1}(t) \cdot P_1(\Delta t). \quad (117)$$

Подставляя (115) в выражение (117) и учитывая, что вероятность события  $P_0(\Delta t)$  противоположна вероятности события:

$$\sum_{i=1}^{\infty} P_i(\Delta t), \text{ т. е. } P_0(\Delta t) = 1 - \sum_{i=1}^{\infty} P_i(\Delta t) = 1 - P_1(\Delta t) - o(\Delta t) = 1 - \lambda \Delta t - o(\Delta t), \quad (118)$$

получаем:

$$P_n(t + \Delta t) = P_n(t)[1 - \lambda \Delta t - o(\Delta t)] + P_{n-1}(t)[\lambda \Delta t + o(\Delta t)]. \quad (119)$$

Отсюда получаем:

$$\frac{P_n(t + \Delta t) - P_n(t)}{\Delta t} = \lambda P_{n-1}(t) - \lambda P_n(t) + o(\Delta t) \quad (120)$$

или в пределе при  $\Delta t \rightarrow \infty$  имеем:

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{P_n(t + \Delta t) - P_n(t)}{\Delta t} = \frac{dP_n(t)}{dt} = -\lambda P_n(t) + \lambda P_{n-1}(t). \quad (121)$$

Уравнение (121) называют уравнением Колмогорова. Из выражения (121) выводится формула для вероятности неполучения ни одного отказа (формула надежности), которая записывается в следующем виде:

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t). \quad (122)$$

В выражении (122) представлена математическая зависимость между интенсивностью отказов и вероятностью безотказной работы абстрактного объекта.

Решение уравнения (122) для вероятности отсутствия отказов (безотказной работы) за время  $t$  можно представить в виде экспоненциальной зависимости, графическое изображение которой представлено на рис. 14.

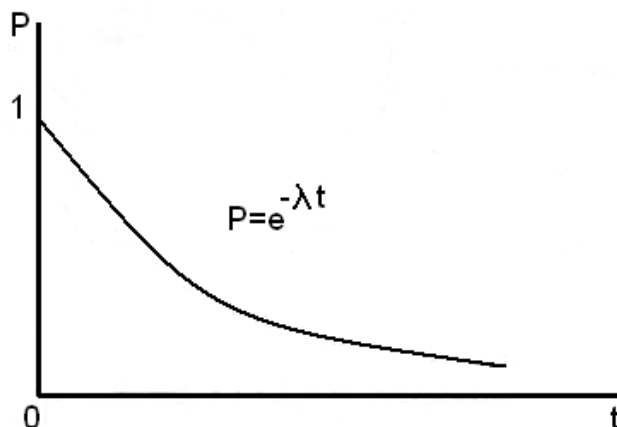


Рис. 14. Экспоненциальный закон распределения

Экспоненциальное (показательное) распределение в расчетной практике применяется чаще других. Причиной этого является то, что это распределение характерно для сложных систем, состоящих из разнородных элементов с различными интенсивностями отказов. Кроме того, при экспоненциальном распределении получаются относительно простые формулы для расчета надежности.

Принято считать, что пуассоновский поток отказов характерен для сложных систем, состоящих из высоконадежных элементов, потоки отказов которых являются независимыми.

## 2.2. Исходные представления теории надежности

В теории надежности технических устройств различают системы и элементы.

Понятно, что система должна состоять из элементов. Число элементов в системе и способы связи между ними диктуются техническим назначением системы по выполнению ею определенных задач. Таким образом, под системой следует понимать систему, предназначенную для выполнения определенных функций, состоящую из совокупности совместно работающих элементов с вполне определенными связями между ними. Вследствие этого любой элемент системы не может иметь самостоятельного практического применения; в то же время, работая в системе, он должен быть способен выполнять часть ее определенных функций.

Анализ надежности любой технической системы и установление влияния отдельных ее элементов на надежность системы в целом невозможно выполнить без составления схемы надежности системы.

Следует иметь в виду, что технологические схемы для технических систем, электрические для электрических и другие подобные принципиальные схемы ничего общего со структурной моделью-схемой надежности этих систем, как правило, не имеют. Совпадение возможно только в виде исключения. Графическое исполнение схем надежности технических систем бывает простым и сложным.

В теории надежности провести четкое разделение систем на простые и сложные достаточно трудно. В самом деле, одно и то же техническое изделие может рассматриваться, как минимум, в трех вариантах. Например, заводская труба, вваренная в трассу газопровода, может рассматриваться:

- как элемент линейной части;
- как простая система;
- как сложная система.

Основным критерием здесь является требуемый уровень подробности рассмотрения.

Систему принято называть простой, если модель-схема надежности этой системы может быть графически представлена как цепочка последовательно соединенных элементов.

И наоборот, под сложной системой следует понимать систему, модель-схему надежности которой нельзя графически изобразить цепочкой последовательно соединенных элементов ввиду большого количества составляющих элементов (систем), а также из-за специфики функционирования.

При составлении моделей-схем надежности технических систем необходимо руководствоваться следующим правилом комбинации последовательного соединения элементов [2]:

- если полный отказ элемента технологической схемы конкретной системы вызывает полный отказ всей системы, то данный элемент в схему надежности системы включается последовательно;
- если при полном отказе элемента той же технологической системы не происходит полного отказа всей системы, элемент в схему надежности включается параллельно.

Графически это может быть представлено следующим образом:

Для технических систем последовательное соединение элементов (схема «а») означает функциональную работу системы без резерва, когда выход из строя любого элемента (1, 2, ...n) цепочки непременно ведет к полному отказу всей системы.



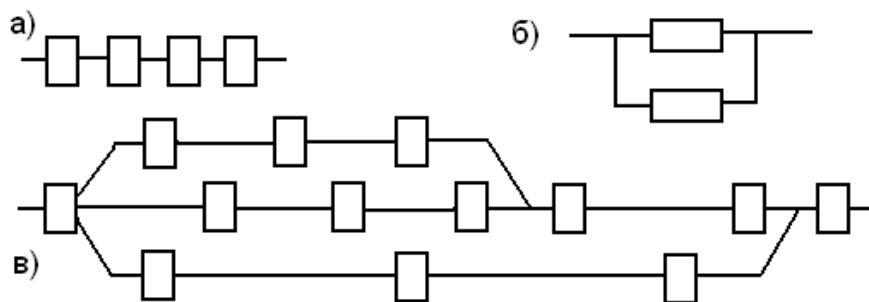


Рис. 15. Модели-схемы надежности работы систем:  
 а) система с последовательно соединенными элементами;  
 б) система с параллельным соединением элементов;  
 в) последовательно-параллельное соединение

При параллельном соединении элементов (схема «б») подразумевается работа системы с резервом, когда выход из строя только основного или только резервного элемента еще не означает отказа всей системы. Отказ подобной системы наступает только тогда, когда откажут оба соединенные параллельно элемента этой системы.

На схеме «в» представлен третий тип соединения элементов: последовательно-параллельное соединение элементов. Это вовсе не обязательно указывает на резервирование элементов, так как эти элементы (элементы трех ветвей иногда и больше и сложнее) выполняют различные функции или работают по самостоятельной программе.

Основным элементом количественной оценки надежности выступает специальная область математики – теория вероятности. Одним из основных понятий теории вероятности является понятие события. В нашем конкретном случае под событием понимается факт наступления отказа в процессе эксплуатации системы газоснабжения или ее элемента линейной части газопровода. Согласно теории вероятности, конкретное случайное событие  $n$  (та же авария на линейной части газопровода) характеризуется вероятностью его наступления  $P(N)$ , изменяющейся от нуля до единицы. Ноль характеризует принципиальную невозможность события, а единица характеризует то, что данное событие обязательно произойдет. В промежутке между нулем и единицей будут находиться все остальные маловероятные или с достаточной степенью очевидные события, т. е.:

$$0 \leq P_n(t) \leq 1. \quad (123)$$

Отметим, что полной группой событий в системе газоснабжения являются два события: наступление отказа и его отсутствие.

1. Вероятность наступления отказа – система газоснабжения в нерабочем состоянии.

2. Вероятность того, что отказа не будет, – система газоснабжения в рабочем состоянии.

В этом случае для полной группы событий справедливо одно из свойств вероятности. Это свойство формулируется следующим образом. Сумма вероятностей наступления событий, образующих полную группу, равна единице, так как наступление хотя бы одного из них в результате опыта или наблюдения является событием достоверным, т. е., если обозначить через  $P_0(t)$  вероятность события, противоположного событию  $P_n(t)$  (а этим событием будет вероятность отсутствия отказа), мы получим:

$$P_n(t) + P_0(t) = 1 \quad (124)$$

или

$$P_0(t) = 1 - P_n(t). \quad (125)$$

Обозначим через  $t$  интересующий нас промежуток времени (допустим, год) и положим, что  $P_n(t)$  есть вероятность появления  $n$  отказов за год. Тогда при  $n = 0, 1, 2, 3, \dots, n$  с большой точностью должно выполняться равенство:

$$P_n(t) = \frac{(\lambda t)^n}{n!} e^{-\lambda t}, \quad (126)$$

где  $\lambda$  – положительная постоянная характеристика интенсивности наступления отказов.

Для вероятности безотказной работы системы с учетом (125) получаем следующее выражение:

$$P_0(t) = 1 - P_n(t) = 1 - \frac{(\lambda t)^n}{n!} e^{-\lambda t}. \quad (126)$$

В частном случае, вероятность того, что за рассматриваемый промежуток времени  $t$  не наступит ни одного отказа (или вероятность безотказной работы), будет равна

$$P_0(t) = e^{-\lambda t}. \quad (127)$$

Количественное определение того или иного состояния системы выполняется с помощью применения общих правил теории вероятностей о сложении и умножении вероятностей соответствующих состояний, входящих в систему элементов (подсистем).

Для схемы надежности любой системы, состоящей из цепочки последовательно соединенных элементов, справедливо утверждение, что система будет работать только в том случае, если не откажет ни один

элемент цепочки. При известной вероятности безотказной работы каждого элемента данной системы вероятность рабочего состояния системы будет определяться с применением правила умножения из выражения:

$$P_0(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \dots \cdot P_n(t). \quad (128)$$

Для интенсивности отказов этой же системы справедливо выражение:

$$\lambda(t) = \lambda_1(t) + \lambda_2(t) + \dots + \lambda_n(t). \quad (129)$$

Постоянных типовых выражений для определения безотказной работы и интенсивности отказов сложных технических систем не существует. Они составляются в каждом конкретном случае индивидуально с учетом общих представлений и правил теории вероятностей. Поэтому в данной работе рассматриваются системы газопроводов в одноточечном исполнении.

### **2.3. Состав и модель-схема надежности систем газоснабжения**

Надежность систем газоснабжения, как и любой другой производственной системы, может быть вычислена по характеристикам надежности входящих в данную систему элементов.

С точки зрения надежности любая система газоснабжения представляет собой технически сложную производственную систему, состоящую, по крайней мере, из четырех «простых» элементов.

Первым «простым» элементом необходимо считать объекты добычи, сбора и промысловой подготовки газа или те же объекты на станциях подземного хранения газа, которые по отношению к промысловым объектам являются резервом.

Вторым – линейную часть магистральных газопроводов с переходами через преграды, узлами подключения КС, пуска и приема очистных поршней, с линейной арматурой, средствами катодной защиты и связи.

Третьим – головную и линейные КС со всеми их системами и коммуникациями.

Четвертым элементом системы газоснабжения будут объекты регулирования потоков газа по давлению и расходу между потребителями – ГРС.

На принятом уровне подробности рассмотрения модель-схема надежности систем газоснабжения может быть представлена в следующем виде (рис. 16):

Данная схема представляет смешанное соединение по надежности «простых» элементов в систему газоснабжения. Отказы элементов системы предполагаются независимыми событиями с неравноценным влиянием на нормальное функционирование всей системы в целом.

Если понятие отказа системы газоснабжения сформулировать как событие, заключающееся в прекращении подачи газа потребителю, то

из приведенной схемы ясно, что состояние отказа системы в целом совпадает с полным отказом 1-го, 2-го и 4-го элементов, т. е. полный отказ объекта добычи, линейной части магистрального газопровода на любом участке и объекта распределения газа будет являться одновременно и полным отказом системы газоснабжения. В такой системе перечисленные «простые» элементы должны иметь последовательное соединение по надежности, что мы и имеем на нашей схеме.

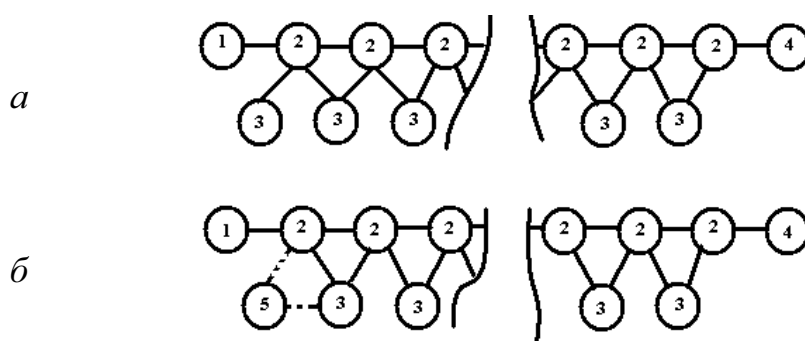


Рис. 16. Схема соединения по надежности элементов систем газоснабжения:

- а) – головная КС совмещена с промышленными объектами;  
 б) – головная КС не введена;

1 – промышленные объекты добычи, сбора и подготовки газа;

2 – участок линейной части однониточного газопровода между двадцатыми линейными кранами соседних КС с узлами, арматурой и средствами катодной защиты и связи;

3 – компрессорные станции; 4 – объекты распределения газа – ГРС;

5 – СПХГ с двумя вариантами подключения к системе (в начале и в конце)

Отказ любого 3-го элемента схемы, т. е. выпадение одной и даже двух КС (вероятность события ничтожно мала), к полному отказу системы не приведет. Такое событие, заключающееся в полном отключении любой КС, необходимо рассматривать как частичный отказ системы газоснабжения. В некоторых случаях последствия выпадения отдельной КС могут быть сведены к минимуму за счет изменения режимов работы как предшествующих, так и последующих за выпавшей КС. В частности, для КС, оборудованных центробежными нагнетателями, эти последствия тем меньше, чем больше номер выпавшей КС.

Если иметь в виду только полный отказ системы газоснабжения, понятие которого сформулировано выше, то все КС по отношению к линейной части магистрального газопровода в надежностной модели системы газоснабжения должны соединяться по схеме резервирования с перераспределением нагрузки.

При этой схеме отказ одного или нескольких элементов (выпадение КС) не влияет на работу всей системы газоснабжения в смысле ее полного отказа.

Перераспределение нагрузки при выпадении хотя бы одной КС осуществляется за счет ее увеличения на оставшиеся в исправном состоянии КС.

Еще раз следует оговориться, что данные рассуждения применимы только для полного отказа системы газоснабжения при весьма малой вероятности одновременного выпадения двух и более КС.

Количественная оценка надежности системы газоснабжения может быть произведена на основании принятой схемы по вычисленным показателям надежности «простых» элементов системы с использованием основных теорем теории вероятности о сложении и умножении вероятностей.

Оценку надежности отдельных элементов системы газоснабжения можно выполнить по существующим методикам. Эти методики достаточно полно разработаны и представлены в книгах И.А. Леонтьева и И.Г. Журавлева [3] для объектов добычи газа, Э.М. Ясина, В.Л. Березина, К.Е. Расщепкина [4] для КС и линейной части магистральных газопроводов, Н.М. Дубинского [6] для объектов распределения газа ГРС.

Эксплуатация объектов добычи и распределения газа и анализ их отказов показывают, что полные отказы этих элементов систем газоснабжения за счет широкого применения принципов резервирования имеют весьма малую вероятность. С учетом оговорок в отношении отказа систем газоснабжения по причинам выпадения КС, сделанным выше, можно утверждать, что полные отказы в системах газоснабжения практически наступают только по причинам отказов линейной части магистрального газопровода этой системы.

Отказ на линейной части одноконтурного магистрального газопровода или одновременный отказ на линейной части двух-, трехконтурного газопровода ведет к полному прекращению подачи газа потребителям данной системы газоснабжения. Последствия таких отказов при изолированных системах газоснабжения, т. е. не закольцованных и не включенных в единую газоснабжающую систему, довольно серьезны, а порой и катастрофичны.

Степень ответственности любого элемента системы газоснабжения в общей ее функциональной задаче может быть оценена коэффициентом значимости. Этот коэффициент будет равен отношению числа отказов системы газоснабжения по вине отдельного ее элемента в течение некоторого промежутка времени к числу отказов этого элемента за тот же промежуток времени:

$$K_{3i} = \frac{n_c}{n_i}, \quad (130)$$

где  $K_{3i}$  – коэффициент значимости  $i$ -го элемента системы газоснабжения;  $n_c$  – число отказов системы вследствие отказа  $i$ -го элемента за не-

который промежуток времени;  $n_i$  – общее число отказов  $i$ -го элемента за тот же период времени.

Как видно из выражения (20), для полных отказов систем газоснабжения коэффициент значимости линейной части магистрального газоснабжения может быть равен единице, в то время как для других элементов системы этот коэффициент будет величиной малого порядка.

Приведенные соображения в достаточной мере характеризуют цену отказа линейной части магистрального газопровода и тот повышенный интерес, который в настоящее время проявляется в отношении изучения физических причин возникновения отказов, их статистического накопления и анализа, а также в отношении разработки методов и способов увеличения уровня надежности линейной части газопровода.

#### **2.4. Понятие надежности линейной части МГ**

Вопросам надежности систем газоснабжения, и в том числе линейной части магистральных газопроводов, посвящено большое число работ [3–11]. В этих работах не везде и не всегда одинаково трактуются основные понятия надежности линейной части. Поэтому ниже даны некоторые формулировки надежности линейной части магистральных газопроводов.

Для технических объектов термины и определения в области надежности установлены ГОСТ 13377–75 «Надежность в технике. Термины и определения». В соответствии с этим ГОСТ некоторые общие понятия и показатели надежности применительно к линейной части магистральных газопроводов могут быть сформулированы в следующем виде.

*Надежность* – способность линейной части сохранять по всей длине неизменными условия транспорта газа: заданного количества ( $Q$ ), давления ( $P$ ), температуры ( $T$ ) и степени очистки и осушки ( $w$ ) в течение определенного срока службы ( $t$ ).

*Работоспособность* – состояние линейной части, при котором она способна транспортировать газ установленных параметров ( $Q, P, T, w$ ).

*Безотказность* – свойство линейной части непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

*Исправное состояние* – такое состояние линейной части, при котором она отвечает всем требованиям действующей нормативно-технической документации.

Не следует отождествлять и путать работоспособность линейной части с ее исправностью. Это наглядно видно из следующего примера.

Допустим, что на линейной части произошло выпучивание газопровода из траншеи или произошел размыв берегов прямолинейного балочного перехода. При этом ни высота выпучивания, ни стрела прогиба газопровода не превысили критических значений, установленных нормативно-

технической документацией для данных труб. И в том, и в другом случае газопровод неисправен, но в известном смысле работоспособен.

При достижении высотой выпучивания и стрелой прогиба критических значений вместе с нарушением исправности наступает и потеря работоспособности данного участка линейной части.

Потеря работоспособности линейной наступает ввиду возникновения ее предельного состояния, т. е. такого состояния, при котором дальнейшая эксплуатация линейной части должна быть прекращена ввиду неустранимого нарушения требований техники безопасности по причине необратимого ухода стрелы прогиба и высоты выпучивания за установленные пределы. Для устранения возникшего предельного состояния необходимо проведение ремонта газопровода.

Таким образом, любые события, нарушающие исправное состояние линейной части являются ее *повреждениями*, а ведущие к нарушению работоспособности будут *отказом*.

Из рассмотренных примеров видно, что некоторые повреждения линейной части магистрального газопровода могут явиться причиной нарушения ее работоспособности. Эти же примеры указывают на то, что понятие исправности линейной части шире понятия ее работоспособности.

Отказы линейной части газопроводов разделяются на полные (разрушения газопровода, закупорка гидратами и т. п.), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без остановки газопровода, частичная закупорка сечения газопровода гидратами и т. п.), при которых возможно использование линейной части газопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу.

Для количественной оценки надежности и ремонтпригодности линейной части необходимо дать следующие термины и определения.

*Наработка между отказами* – это продолжительность времени между двумя последовательно возникшими отказами. Математическое ожидание среднего значения наработки между отказами называется *наработкой на отказ*.

*Вероятность безотказной работы* – это вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки на линейной части не возникает ни одного отказа.

*Время восстановления* – это вероятность того, что работоспособность линейной части будет восстановлена в заданное время. Математическое ожидание времени восстановления работоспособности называется *средним временем восстановления*.

*Коэффициент готовности* – вероятность того, что линейная часть будет работоспособной, в произвольно выбранный момент времени в установившемся режиме эксплуатации.

*Коэффициент вынужденного простоя* – вероятность того, что линейная часть будет находиться в неплановом ремонте.

*Коэффициент технического использования* – показывает, какую часть общего времени простоя и работы (календарного времени) линейная часть находится в состоянии готовности к использованию.

*Интенсивность отказов* – есть вероятность возникновения отказа линейной части в единицу времени после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ не возникал.

## 2.5. Интенсивность отказов

Одним из основных показателей как качества изделия, так и его надежности является интенсивность отказов.

Для сравнительной количественной оценки надежности линейной части газопроводов на XI Международном газовом конгрессе в практику статистической обработки данных было введено понятие удельной интенсивности отказов. Удельная интенсивность отказов определяется по формуле

$$\lambda = \frac{N}{L \cdot t}, \quad (131)$$

где  $N$  – число отказов на газопроводе за время  $t$ , сут.;  $L$  – протяженность газопроводов, тыс. км.

Как показатель надежности интенсивность отказов обладает рядом достоинств. Являясь функцией времени, интенсивность отказов наглядно позволяет выявить характерные периоды (участки) работы системы или отдельного ее элемента.

Типичная кривая изменения интенсивности отказов во времени приведена на рис. 17.

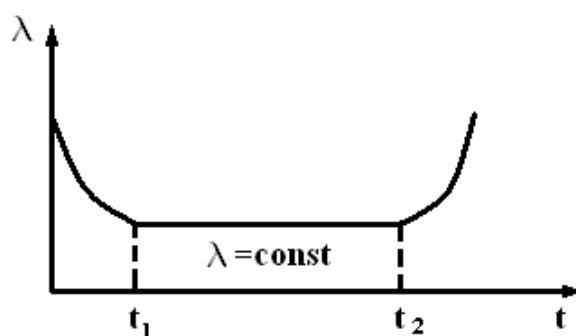


Рис. 17. Типичная зависимость интенсивности отказов от времени

Как видно из рис. 17, кривая изменения интенсивности отказов имеет три характерных участка: участок приработки (от 0 до  $t_1$  при уменьшающихся значениях  $\lambda$ ), участок нормальной работы (от  $t_1$ , до  $t_2$  при  $\lambda = \text{const}$ ) и участок старения (от  $t_2$  и далее при возрастающих значениях  $\lambda(t)$ ).



Характерными физическими причинами отказов линейной части магистральных трубопроводов в этих периодах будут следующие.

Для периода приработки линейной части характерными отказами будут отказы, связанные с ошибками при проектировании или с нарушением проектных решений при строительстве, отказы эксплуатационного характера, а также отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов заводского и строительного характера. Здесь под дефектами следует понимать вмятины, забоины, царапины, риски, расслоение и закат металла труб, смещение кромок сварных стыков, подрезы, непровары, поры, трещины и т. п. дефекты, по своим размерам не вписывающиеся в поле допусков внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Наличие подобных дефектов на законченном строительстве трубопроводе можно объяснить различными причинами объективного и субъективного характера. В частности, такими причинами, как инженерно-техническая культура строительно-монтажного производства, квалификация и производственный опыт работников ПИЛ и технадзора заказчика. К этим же причинам можно отнести и отсутствие строго научного обоснования дефектности сварных швов и браковочных признаков труб, правильность применения того или иного метода неразрушающего контроля и увязку его разрешающей способности с достижениями линейной механики разрушения, медленное внедрение способов и методов линейной механики разрушения в методику прочностного расчета трубопроводов.

Число отказов линейной части в приработочном периоде будет постоянно падать до момента времени  $t_1$ , т. е. до наступления периода нормальной эксплуатации.

Для периода нормальной эксплуатации линейной части характерными отказами будут отказы эксплуатационного характера и отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов, по своим размерам не превосходящих браковочных показателей внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Под дефектами следует понимать те же дефекты, что и в приработочном периоде (за исключением трещин), но с допустимыми по нормативно-технической документации размерами, а также макро- и микродефекты реального твердого тела.

Современные представления механики разрушения о реальном твердом теле как о среде, содержащей те или иные дефекты, вполне допускают и предполагают наличие в металле труб и сварных стыков дефектов макро- и микроуровня. История возникновения этих дефектов может быть связана с условиями испытания и загрузки трубопровода на рабочий режим или обусловлена металлургическими и технологически-

ми факторами проката листовой или рулонной трубной заготовки, технологией переделки трубной заготовки в трубы и технологией строительного-монтажного производства при сооружении трубопроводов.

Имеющиеся на трубах и в стыках линейной части трубопровода дефекты при определенных условиях эксплуатации способны вызвать значительную концентрацию рабочих напряжений в локальных, прилегающих к дефектам, областях металла. Особенно это относится к дефектам в виде царапин, рисок, непроваров, пор, подрезов, трещин и т. п., дефектов в виде искусственных надразов с острыми по глубине краями, сориентированных по длине вдоль или поперек труб, т. е. перпендикулярно кольцевым или продольным напряжениям загружаемого трубопровода.

Цикличность изменения возникшей концентрации, связанная с сезонными колебаниями температуры или с изменением режимов работы линейной части по температуре или давлению, может привести к росту и слиянию дефектов, образованию магистральных трещин и, в конечном счете, к отказу линейной части.

Число таких отказов за год, в промежутке времени от  $t_1$  до  $t_2$ , примерно одинаково. Поэтому интенсивность отказов в этот период работы данного газопровода является постоянной величиной  $\lambda = \text{const}$ .

Наконец, для периода старения наиболее характерными отказами линейной части будут износосвые отказы. Износ линейной части наступает по причине наружной коррозии и абразивно-коррозионного разрушения внутренней поверхности металла труб.

Изучение приработочного, нормального и износосвого периодов работы линейной части и детальный анализ отказов газопровода в эти периоды позволяют установить технически обоснованные требования по испытанию и возможной «тренировке» газопровода перед его вводом в эксплуатацию, а также дают возможность установить технический ресурс газопровода.

## **2.6. Анализ состава моделей-схем надежности линейной части газопроводов**

Вопросам надежности магистральных трубопроводов и поискам подходов к обоснованию требований при составлении схем надежности линейной части одноточечных трубопроводов посвящено достаточно большое число исследований. Так, в частности, исследования по данной проблеме содержатся в работах [8, 9, 10]. В каждой из указанных работ дана своя схема надежности линейной части одноточечного трубопровода с отличающейся одна от другой аргументацией принципов и подходов построения. Вполне понятно, что для разных моделей-схем надежности линейной части МГ в работах получены

отличные одна от другой расчетные формулы определения показателей надежности линейной части.

В работе [8] предложена надежность модель линейной части трубопровода, состоящая из последовательно соединенных двух элементов тела трубы и кольцевого стыка. Данная модель справедлива для линейной части газопровода, построенного из безшовных труб (например, для газопровода Саратов–Москва). Для линейной части газопроводов, построенных из прямошовных и спиральношовных труб, как показывает практика расследования причин их разрушений и аварий во время сдаточных испытаний и в процессе эксплуатации, двухэлементная надежность модель линейной части неприемлема. Для таких газопроводов надежность модель необходимо дополнить, как минимум, третьим элементом – продольным или спиральным швом и их околошовной зоной.

С точки зрения надежности, отказы по телу трубы, по заводскому продольному шву и околошовной зоне будут независимыми событиями. Последствия этих отказов могут быть абсолютно одинаковы – разрушения газопровода, но качественные выводы расследования этих разрушений будут различными.

Показатели надежности тела трубы свидетельствуют о качестве металлургических и механических характеристик металла труб. Надежные характеристики заводских продольных или спиральных швов будут указывать на качество сварки и неразрушающих методов контроля.

Имеющиеся статистические данные отказов трубопроводов показывают, что отказы линейной части с очагом в заводских швах или в околошовной зоне составляют до 38–41 % общего числа отказов линейной части трубопроводов [11]. Количественно данный вид отказов труб как элемента линейной части трубопроводов является преобладающим и уже в силу одного этого заслуживает отдельного внимания.

Следовательно, надежность модель линейной части трубопроводов из прямошовных или спиральношовных труб должна быть представлена в виде функциональной системы, состоящей, по крайней мере, из трех простых элементов: тела трубы, заводского продольного или спирального шва с околошовной зоной и кольцевого монтажного стыка. Выход из строя любого из трех элементов ведет к отказу всей системы, т. е. к отказу линейной части. В такой системе будет иметь место последовательное соединение элементов по надежности.

Таким образом, предложенная [8] схема надежности линейной части является двухэлементной (заводская труба – монтажный стык) моделью, и в силу этого она не может претендовать на требуемый уровень подробности рассмотрения. Линейная часть трубопровода, как это показано в [9, 10] и будет представлено в данной работе ниже, имеет более сложную схему надежности.

Второй подход к составлению схемы надежности линейной части трубопроводов содержится в работе [9]. В этой работе вероятностная модель безотказной работы трубопровода дается как система, состоящая из последовательно соединенных трех блоков с последовательным и параллельным соединением элементов в блоках (рис. 18).

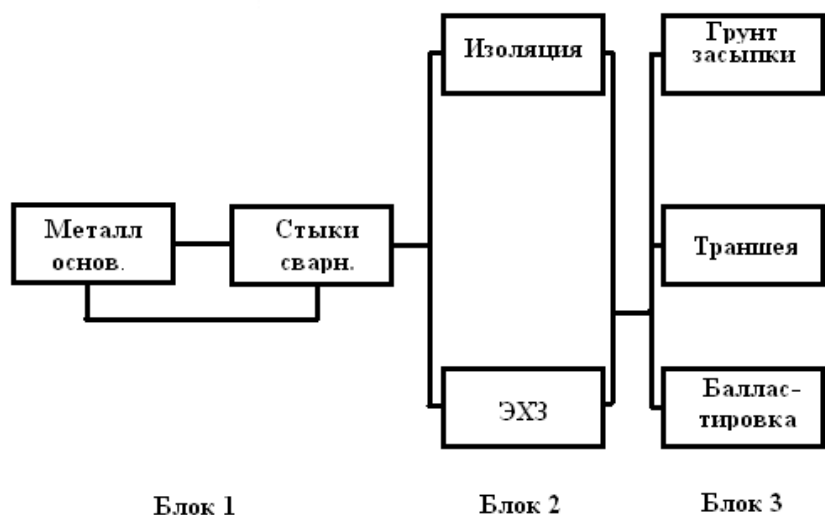


Рис. 18. Модель безотказной работы трубопровода

Первый блок, как видно из рис. 18, аналогичен модели надежности линейной части в работе [8].

Второй двухэлементный блок представлен активной и пассивной защитой труб от коррозии с параллельным их соединением. И третий блок – с параллельным соединением трех элементов: грунт – траншея – балластировка.

В качестве обоснования данной модели в работе [9] делается ссылка на разную природу связей составляющих элементов. Предполагается, что в первом блоке это будут связи физико-химического характера, во втором – электрохимического и в третьем – механические связи.

Следует заметить, что старение изоляции или выход из строя ЭХЗ во втором блоке и всплытие, выпучивание или продольное перемещение газопровода в третьем блоке еще не однозначно указывают на возникновение отказа на линейной части в виде разрушений труб. Правильнее данную ситуацию (если она не вызвана ошибками проекта или его нарушением) характеризовать нарушением исправного состояния газопровода или его повреждением.

Нарушение исправного состояния линейной части объективно предполагает (и это отражено в «Правилах технической эксплуатации магистральных газопроводов») возможность и обязательность его своевременного выявления за счет профилактических мероприятий эксплуатационного персонала и планового устранения силами линейно-эксплуатационных служб. Особенно это актуально для настоящего времени, когда достаточно

широко внедряются диагностические методы и средства контроля технического состояния линейной части, которые уже сейчас можно считать непременным условием ее технической грамотной эксплуатации.

Тем не менее, отказы линейной части, связанные с нарушением исправного состояния элементов второго и третьего блоков схемы (см. рис. 18), на практике имеют место. В этом случае очень важным является квалифицированное расследование причин подобных отказов и возможность установления факта неисправного состояния, предшествовавшего разрушению газопровода (для коррозионных разрушений это будет вполне очевидно).

Но в таком случае данные отказы линейной части из разряда случайных событий должны быть переведены в разряд ожидаемых. А это значит, что природой отказа, его физической сущностью будет не случайное событие, а нарушение «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов». В имеющейся статистической классификации причин аварий магистральных трубопроводов содержатся и эксплуатационные причины. Причем под эксплуатационными причинами понимают отказы, связанные с превышением разрешенного давления, с неправильными действиями обслуживающего персонала при переключениях и подобные им события.

При этом отказы по причине несвоевременного выявления и устранения неисправного состояния линейной части, как правило, в разряд эксплуатационных не попадают, например отказы по причине наружной коррозии труб, в том числе и стресс-коррозии.

Таким образом, представляется необходимым и объективно правильным расширить понятие отказа по эксплуатационным причинам за счет включения в него отказов, вызванных несвоевременным выявлением и устранением неисправного состояния линейной части. А уже внутри этой группы отказов классифицировать их по причинам превышения рабочего давления, неправильных действий обслуживающего персонала, несвоевременного выявления и устранения неисправного состояния линейной части или ее оборудования.

Внутри блока эксплуатационных отказов все эти причины являются независимыми событиями, т. е. в схеме надежности этого блока должны иметь последовательное соединение.

И, наконец, третий вариант схемы безотказной работы линейной части [10]. Данный вариант схемы предполагает последовательное и параллельное соединение элементов системы. Причем параллельное соединение элементов соответствует резервным ниткам на отдельных участках конфетного одиночного трубопровода. Необходимость вторых ниток или необходимость резервирования линейной части на определенных участках вызывается условиями прокладки трассы трубопровода и требованиями СНиП 2.05.06-85. Остается только уточнить схему включения резервных элементов в общую схему надежности линейной части.

Что же касается самой идеи [10] разбивки протяженных участков линейной части на разные последовательно соединенные блоки с различными вероятностями их безотказной работы, то, по-видимому, она неприемлема. Непреодолимые сложности этого варианта заключаются в неопределенности признаков, по которым необходимо делить линейную часть на эти самые участки, и необходимости вычисления вероятности безотказной работы этих неопределенных участков.

Кроме того, необходимо считаться с общепринятой в мире практикой определения удельной интенсивности отказов на уже установленную длину линейной части, равную 1000 км.

## **2.7. Классификация отказов и модель-схема надежности линейной части**

Как отмечалось выше, для систем газоснабжения в целом и линейной части трубопроводов, в частности, различают понятие полного и частичного отказа.

Полным отказом линейной части газопровода является событие, связанное с технической невозможностью транспорта газа, а частичным – вынужденное по техническому состоянию газопровода снижение объема или давления транспортируемого газа, т. е. события, ведущие к прекращению или изменению выполнения линейной частью заданных функций.

Состоянием полного отказа линейной части газопровода необходимо считать стихийное, аварийное, случайное или преднамеренное нарушение герметичности труб, устранить которое без прекращения транспорта газа невозможно. Кроме того, в понятие полного отказа необходимо включить события, связанные с закупоркой внутренней полости труб (например, в результате образования гидратов) или случайным несанкционированным перекрытием линейной арматуры, в результате которых дальнейший транспорт прекращается. Перечисленные события должны включаться в блок эксплуатационных отказов.

Таким образом, при полном отказе линейной части нормальный процесс транспорта газа во времени из непрерывного становится прерывистым.

На практике, на отдельно взятом конкретном трубопроводе, пусть и достаточно протяженном, число отказов, даже в приработочный период, измеряется единицами и иногда десятком. Очень редко в этот период работы на конкретном трубопроводе можно получить несколько десятков отказов (ниже будет рассмотрен поток отказов именно на таком газопроводе.)

Статистическая обработка данных для незначительного числа отказов не дает возможности наиболее полно оценить показатели надежности линейной части. Избежать этого и получить достаточную выборку потока отказов можно только путем объединения данных об отказах на

нескольких трубопроводах или в целом, например по единой системе газоснабжения. Для этой системы Газнадзором РАО «Газпром», в котором накапливается вся информация по отказам на магистральных газопроводах, ежегодно делается анализ аварийных разрушений и выводится количественная характеристика потока отказов за год в виде удельной интенсивности отказов на 1000 км газопроводов в год.

Учитывая, что магистральные газопроводы ЕСГ России проложены в разных географических и климатических зонах, в грунтах с различными физическими характеристиками, сооружены из труб разных марок стали и диаметров от 219 до 1420 мм и эксплуатируются с неодинаковым рабочим давлением (от 1,2 до 7,5 МПа) в несовпадающих по возрасту фазах, т. е. находятся в приработочном, нормальном или износовом периодах эксплуатации, получаемая в Газнадзоре (по формуле (21) удельная интенсивность отказов является усредненной величиной.

Усреднение параметра  $K$  производится по условиям прохождения, по маркам сталей, диаметрам, рабочему давлению и возрасту газопроводов.

Получаемое Газнадзором значение  $A$  может приниматься как сравнительная характеристика (например, с аналогичной в США и других странах) и как средний параметр надежности для дальнейшего, более подробного количественного анализа потока отказов магистральных газопроводов.

Дальнейший анализ удельной интенсивности отказов может производиться в направлении уменьшения параметров усреднения и возможности использования получаемого значения  $A$  в технологических расчетах линейной части на надежность, а также при разработке некоторых нормативно-технических документов, связанных с обеспечением безотказной работы газопроводов.

Систематизировать и обработать накопленный статистический материал по отказам линейной части газопроводов невозможно без четкой классификации вызвавших их причин.

Свои варианты классификации полных отказов линейной части имеются в работах [3, 4, 7].

Имея достаточно большой опыт расследования аварийных разрушений газопроводов, учитывая сделанный в работе анализ схем надежности линейной части, предлагаются следующие варианты классификации отказов линейной части.

Первый вариант классификации необходим для построения модели-схемы надежности работы линейной части. В нем классификация выполнена по группам с одинаковыми причинами отказов. В свою очередь, группы соединяются в блоки по признаку однородности причин отказов в них. В блоках может быть разное количество групп, но условие однородности групп по отказам должно соблюдаться.

По предлагаемой классификации совокупность всех возможных отказов линейной части может быть представлена в виде следующих четырех блоков.

1. Блок отказов, связанных с проектом:
  - а) с ошибками в проекте;
  - б) с нарушением требований проекта.
2. Блок механической прочности газопроводов с очагами разрушений:
  - а) по монтажным стыкам (потолочным или поворотным);
  - б) по телу труб;
  - в) по заводским сварным швам (прямым или спиральным) или их околошовной зоне;
  - г) по причине строительных дефектов, вызванных наличием в очагах разрывов вмятин, царапин, забоин и рисков заводского происхождения;
  - д) в оборудовании (в кранах, конденсатосборниках и т. п.).
3. Блок отказов, связанных с механическими нарушениями герметичности труб по причине:
  - а) случайного повреждения механизмами;
  - б) преднамеренного повреждения – диверсии (в последние годы актуально для Кавказского региона);
  - в) повреждения, вызванного стихийным бедствием (землетрясение, оползень, наводнение и т. п.).
4. Блок эксплуатационных отказов и остановок по причинам:
  - а) превышения разрешенного давления;
  - б) неправильных действий обслуживающего персонала;
  - в) закупорки внутренней полости труб или аварийного несанкционированного перекрытия линейной арматуры;
  - г) нарушения «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов» в части несвоевременного выявления и устранения неисправного состояния линейной части, в том числе и по причине коррозии и стресс-коррозии;
  - д) выполнения врезок и огневых работ не связанных с аварийными остановками по блокам 1, 2, 3 и 4 а, б, в, г.

Все отказы по блокам (1, 2, 3, 4) и внутри блоков (а, б, в, г, д) являются независимыми событиями, поэтому в модели-схеме надежности линейной части блоки должны быть соединены последовательно. С учетом вышеизложенного вероятностная модель-схема безотказной работы линейной части газопровода будет выглядеть следующим образом (рис. 19):

Для этой схемы вероятность безотказной работы линейной части будет определяться из следующего выражения:



$$P_0(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot P_3(t) \cdot P_4(t) = P_{1a}(t) \cdot P_{1б}(t) \cdot P_{2a}(t) \cdot \dots \cdot P_{4z}(t) \cdot P_{4д}(t), \quad (132)$$

где  $P_0(t)$  – совокупная, общая вероятность безотказной работы линейной части;  $P_1(t)$ ,  $P_2(t)$ ,  $P_3(t)$ ,  $P_4(t)$  – вероятность безотказной работы линейной части по блокам 1, 2, 3, 4;  $P_{1a}(t)$  – вероятность безотказной работы линейной части по группе 1а;  $P_{1б}(t)$  – то же, по группе 1б; ...  $P_{4г}(t)$  – то же, по группе 4г;  $P_{4д}(t)$  – то же, по группе 4д.

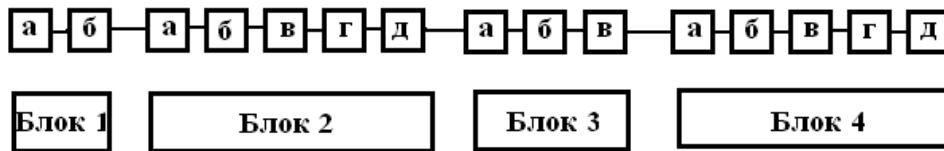


Рис. 19. Модель-схема надежности линейной части

В том случае, если отказов в конкретной группе не было, т. е. их число за период наблюдения равно 0, вероятность безотказной работы линейной части по этой группе будет равна 1, т. е.  $P_i(t) = 1$ .

В случае экспоненциального закона распределения можем записать:

$$P_0(t) = e^{-\lambda t} = P_{1a}(t) \cdot P_{1б}(t) \cdot P_{2a}(t) \cdot \dots \cdot P_{4z}(t) \cdot P_{4д}(t). \quad (133)$$

Для интенсивности отказов системы из четырех последовательно соединенных блоков получаем:

$$\lambda(t) = \lambda_1(t) \cdot \lambda_2(t) \cdot \lambda_3(t) \cdot \lambda_4(t) = \lambda_{1a}(t) \cdot \lambda_{1б}(t) \cdot \lambda_{2a}(t) \cdot \dots \cdot \lambda_{4z}(t) \cdot \lambda_{4д}(t). \quad (134)$$

Если в конкретном блоке или конкретной группе отказов не было, то интенсивность отказов линейной части по этим блокам или группе будет равна 0, т. е.  $\lambda_i(t) = 0$ .

Преимуществом предлагаемой классификации отказов необходимо считать то, что она дает возможность анализировать усредненные показатели вероятности безотказной работы линейной части и значения интенсивности отказов за выбранный период времени.

Так, например, при необходимости проанализировать влияние величины интенсивности отказов по блокам или их группам и вероятности безотказной работы линейной части по этим блокам или их группам на величину общих значений вероятности безотказной работы  $P_0(t)$  и интенсивности отказов  $\lambda(t)$  линейной части, весь поток отказов  $N$  за период наблюдения  $t$  классифицируется по блокам и группам. Далее можно сделать необходимый анализ и получить конкретные выводы.

Таким образом, предлагаемая в работе классификация отказов и построенная на ее основе модель-схема надежности дают возможность использовать математический аппарат теории вероятности для получения усредненных показателей надежности линейной части по блокам и группам и в целом по ЕСГ.

К недостаткам предложенной классификации и модели-схемы надежности линейной части можно отнести следующее:

1. Как отмечалось выше, значения интенсивности отказов, а отсюда и вероятности безотказной работы, усредняются по многим параметрам и вычисляются для линейной части газопроводов в одноточечном исполнении. Однако учесть двух-, трех- и многоточечное исполнение трасс газопроводов представляется технически очень сложным.

2. В предложенной классификации строительно-монтажные причины отказов линейной части выражены в неявной форме. Как известно, в актах расследования некоторых отказов газопроводов иногда указываются именно строительно-монтажные причины разрушения, такие как нарушение проекта, брак кольцевых монтажных стыков, вмятины, риски, забоины и царапины на теле труб строительного происхождения и т. д. Вместе с тем, предлагаемая классификация отказов дает возможность оценивать качество законченных строительством трубопроводов, проанализировать и усредненно количественно описать поток отказов по строительно-монтажным причинам.

Для этого необходимо выделить из первого, второго и четвертого блоков отказы, связанные с некачественным выполнением работ. Таковыми группами будут:

1а – нарушения требований проекта;

2а – разрушения с очагами в некачественно сваренных кольцевых стыках;

2г – разрушения по причине строительных дефектов на теле труб;

4г – если при расследовании аварии по причине наружной коррозии труб будет установлено, что появление и результат коррозии являются следствием некачественно выполненной изоляции.

Второй вариант классификации отказов может быть произведен по виду напряжения, вызвавшего отказ. Известно, что металл труб работает в сложно-напряженном состоянии, когда одновременно действуют кольцевые, продольные и радиальные напряжения.

Прочностный расчет трубопроводов, согласно СНиП 2.05.06–85, выполняется с учетом двухосного напряженного состояния. Поскольку расчет выполняется по кольцевым и продольным напряжениям, и радиальные напряжения ввиду малости не учитываются, вполне логично классифицировать разрушения по вызвавшему их напряжению: кольцевому или продольному.

Сложность заключается в квалифицированном определении преобладающего напряжения, вызвавшего отказ. Разумеется, никакой сложности не составляет классифицировать свищи, трещины и разрывы в кольцевых стыках и продольные разрушения газопроводов без поперечных разрывов. В практике расследования аварий встречаются более сложные варианты разрушений, когда однозначно указать на преобладающее напряжение в очаге разрыва затруднительно.

## 3. НАБЛЮДЕНИЯ И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

### 3.1. Обоснование периода наблюдений

Как отмечалось выше, отследить поток отказов на отдельно взятом газопроводе и получить за период наблюдения достаточное для статистической обработки число отказов представляется довольно сложным.

В этом плане первые четыре года эксплуатации газопровода Мирное–Изобильное ( $D_y = 1000$ ,  $L = 169$  км), по-видимому, являются уникальными.

Началом указанного газопровода были головные сооружения Мирнинского газоконденсатного месторождения, а концом – узел подключения КС Изобильное. Период наблюдения и накопленные статистические данные по отказам на этом газопроводе дали возможность проанализировать не усредненные показатели, а конкретные данные на конфетном газопроводе в определенных условиях эксплуатации.

За основу для накопления статистических данных по отказам линейной части было принято наблюдение за работой газопровода Мирное–Изобильное с момента его запуска в эксплуатацию.

После проведения пневматического испытания газом на давление 6,0 МПа и выдержки в течение 24 ч этот газопровод был практически сразу включен в работу на проектный режим с рабочим давлением  $P_n = 5,5$  МПа.

Продолжительность периода наблюдения составила около четырех лет и была обусловлена постоянством режима работы газопровода по давлению и температуре в его начале ( $P_n$ ,  $T_n$ ). Особенностью этого периода наблюдения является абсолютная уверенность в отсутствии коррозии металла труб на только что законченном строительстве газопровода и, естественно, отсутствие разрушений коррозионного характера. Географические и фунтовые условия прокладки газопровода никакой сложности для строительства и эксплуатации газопровода не представляли.

В период наблюдений газопровод работал с давлением  $P_n = 5,5 \dots 5,0$  МПа, которое в последующем, в связи с резким падением пластового давления на газовом промысле (начало газопровода), стало также резко снижаться. Падение давления в начале газопровода, ниже 5,0 МПа снижало уровень напряженного состояния металла труб по всей длине газопровода и, естественно, могло влиять на поток отказов.

Для линейной части магистральных газопроводов интервал времени в четыре года (период наблюдения) составляет порядка 12 % общепринятой

долговечности трубопроводов. Информация об отказах на линейной части в этот первый промежуток работы дает возможность установить изменение интенсивности отказов в приработочный (пусковой) период эксплуатации газопровода и в начальный, момент нормального периода работы.

Именно этот отрезок времени является важным с точки зрения выявления характеристик начального уровня надежности газопровода как сооружения.

Установление наблюдения за линейной частью газопроводов и сбор информации об отказах в этот период позволяет полнее оценить уровень начального качества линейной части и наметить возможные каналы обратной связи с процессами проектирования и строительства газопроводов.

Данные об отказах на газопроводе, связанные с разрушением или появлением свища, подлежащего устранению с остановкой, приведены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, все отказы классифицированы по разрушающему напряжению (продольному или кольцевому) и другим причинам, а также по модели-схеме надежности.

Характер проявления разрыва (продольный или кольцевой) свидетельствует о преобладающем напряжении процесса разрушения газопровода. Так, для кольцевых разрывов, трещин или свищей в кольцевых стыках определяющими будут продольные напряжения, а для продольных разрывов – кольцевые напряжения в металле труб.

Существующая методика прочностного расчета магистральных трубопроводов основана на учете именно этих напряжений, возникающих в металле труб от возможных силовых факторов. Поэтому принятая в табл. 2 классификация отказов способна наиболее полно выявить необходимую информацию для оценки качества проектирования или начального качества законченного строительством газопровода, а также информацию для установления обратной связи между этапами проектирования строительства и эксплуатации газопроводов.

### **3.2. Обсуждение удельной интенсивности отказов**

По данным табл. 2 и в соответствии с принятой в ней классификацией отказов были определены значения общей удельной интенсивности отказов газопровода и интенсивности отказов по причинам, вызвавшим остановку газопровода.

Определение удельной интенсивности отказов выполнялось по формуле (131).

Результаты подсчета сведены в табл. 3. По данным табл. 3 построены графики изменения числа отказов и удельной интенсивности во времени (рис. 20, 21).

Таблица 2

## Данные об отказах за период наблюдений

№ пп	Дата отказа или остановки	Интервал между отказами, сут.	Место отказа, км	Время восстановления или простоя	Причина или характер отказа или остановки	Классификация отказов	
						по схеме	по разрушающему напряжению
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	16.10.1969		54	36 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
2.	21.11.1969	36,5	0	42 ч 00 м	Свищ в тройнике	2а	Продольные
3.	12.12.1969	17,25	153	11 ч 40 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
4.	26.12.1969	13,53	165	Э ч 00 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
5.	26.12.1969		167	Э ч 00 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
6.	10.01.1970	13,25	168	12 ч 40 м	Разрыв стыка	2а	Продольные
7.	12.01.1970	1,47	168	Э ч 30 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
8.	19.01.1970	6,60	167	Ю ч 30 м	Разрыв стыка	2а	Продольные
9.	04.02.1970	14,56	154	12 ч 40 м	Разрыв стыка	2а	Продольные
10.	05.02.1970	0,47	154	Ю ч 00 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
11.	06.02.1970	0,58	164	10 ч 40 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
12.	13.02.1970	6,56	168	12 ч 40 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
13.	19.03.1970	32,47	48	17 ч 40 м	Обрыв трубки крана	2д	Эксплуатац.
14.	24.04.1970	34,26	45	35 ч 15 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
15.	10.05.1970	15,53	1	42 ч 00 м	Трещина в тройнике	2а	Продольные
16.	03.07.1970	52,25	45	14 ч 40 м	Свищи в стыках	2а	Продольные

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17.	19.07.1970	15,39	94 164	20 ч 10 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
18.	22.07.1970	2,16	158	30 ч 20 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
19.	23.07.1970	0,16	149	42 ч 30 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
20.	21.07.1970	27,13	157	4 ч 20 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
21.	13.09.1970	22,82	94	6 ч 15 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
22.	18.10.1970	34,74	43	7 ч 30 м	Свищ в стыке	2а	Продольные
23.	19.11.1970	31,69	77	40 ч 00 м	Врезка узла	3д	Эксплуатац.
24.	22.12.1970	31,33	103	41 ч 15 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
25.	25.12.1970	1,28	103	28 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
26.	19.01.1971	23,83	149	32 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
27.	29.03.1971	69,67	81	32 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
28.	30.03.1971	0,67	54	20 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
29.	23.04.1971	22,17	168 77	24 ч 00 м	Врезка КС и узла	3д	Эксплуатац.
30.	11.05.1971	17,0	92	36 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
31.	14.09.1971	124,50	77	12 ч 00 м	Свищ в тройнике	2а	Продольные
32.	05.10.1971	386,50	152	22 ч 00 м	Продольный разрыв	2в	Кольцевые
33.	10.02.1973	127,08	161	24 ч 00 м	Разрыв в стыке	2а	Продольные
34.	04.07.1973	143,0	49	9 ч 50 м	Трещина в стыке	2а	Продольные
35.	07.08.1973	33,59	2	112 ч 40 м	Свищи в тройнике и стыке	2а	Продольные
36.	04.03.1974	205,33	73				
	11 565.3 сут.			£ 8404.			

Вид кривых распределения интенсивности и числа отказов газопровода во времени позволяют высказать некоторые предположения. В частности, обе кривые, рис. 20, 21 дают основание утверждать следующее.

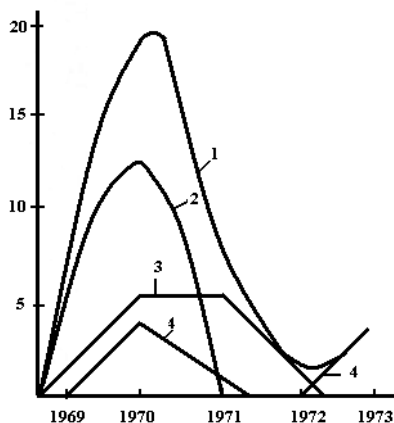


Рис. 20. График изменения числа отказов газопровода:  
1 – для общего числа отказов; 2 – для продольных разрушений;  
3 – для кольцевых разрушений; 4 – для эксплуатационных отказов

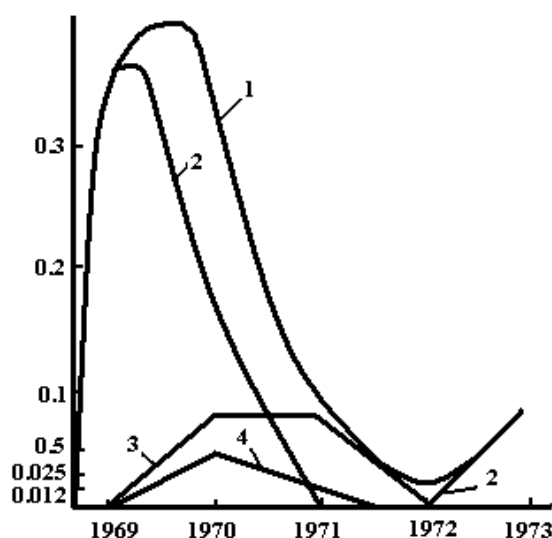
Таблица 3

Определение удельной интенсивности отказов

м пп	Год	Суток в работе	Всего		В том числе по причине:							
			число отказов	удельная интенсивность отказов	продольных напряжений		кольцевых напряжений		эксплуатационного характера		отказа оборудования	
					число	интенсивность	число	интенсивность	число	интенсивность	число	интенсивность
1	1969	78,5	4	0,3069	4	0,3069	.	.			.	.
2	1970	340	21	0,3543	13	0,2126	4	0,0708	3	0,0531	1	0,0177
3	1971	358,5	6	0,1008	1	0,0168	4	0,0672	1	0,0168		
4	1972	365	1	0,0165			1	0,0165				
5	1973 до 04.03.74	426	4	0,0497	4	0,0497			–	–		
		1568	36		22		9	–	4	–		

Основное влияние на поток отказов в первые полтора года эксплуатации газопровода, особенно сооружаемого в сжатые сроки и нагружаемого до проектного режима сразу по окончании строительства, оказывают продольные напряжения и связанные с ними осевые перемещения трубопровода. Усугубляющими факторами в этом смысле следует считать концентрацию напряжений и накопление перемещений в локальных областях и участках трубопровода.

На подземных трубопроводах местами концентрации продольных напряжений являются кольцевые стыки с их возможными, даже допустимыми, дефектами, вмятины, царапины, риски на поверхности труб, сориентированные по длине перпендикулярно образующей трубы. Кроме того, одним из существенных концентраторов продольных напряжений выступают кольцевые стыки, сваренные на границе перехода от I – II к III – IV категории трубопровода [12].



*Рис. 21. График изменения удельной интенсивности отказов газопровода Мирное-Изобильное: 1 – для общего числа отказов; 2 – для продольных напряжений; 3 – для кольцевых напряжений; 4 – для эксплуатационных отказов*

Накопителями продольных перемещений выступают углы поворота и участки трубопровода с начальными несовершенствами его оси в горизонтальной или вертикальной плоскости; узлы подключения, пуска и приема очистных устройств; П – образные переходы и участки мест врезки перемычек между параллельными нитками или тройников на отводах; концевые участки и места выхода трубопровода из земли, т. е. такие места и участки, в которых металл труб, ввиду конструктивных особенностей трубопровода, активно воспринимает его продольные перемещения.



Концентрация продольных напряжений и накопление осевых перемещений в наиболее уязвимых местах и участках обуславливают отказ линейной части трубопровода.

Отказы линейной части в подобных местах могут происходить как на цикле сезонного понижения температуры воздуха, грунта и, естественно, транспортируемого продукта и трубопровода, так и на цикле их сезонного увеличения. В первом случае отказы будут вызываться растягивающими продольными напряжениями, а во втором – сжимающими, приводящими к изгибающим.

Наличие на графике ярко выраженного пикового значения интенсивности отказов от продольных напряжений в начальный период эксплуатации трубопровода объясняется тем, что заземление трубопровода грунтом нарушенной структуры (грунтом засыпки) и слежавшимся грунтовым массивом неодинаково.

Как известно, заземляющее действие грунта определяется временем с момента засыпки трубопровода, влажностью грунта, его механическими характеристиками, массой единицы длины трубопровода и другими причинами.

По данным [13], изменение интенсивности заземления подземных трубопроводов зафиксировано на протяжении 20 лет. При этом основное увеличение заземляющего действия грунта падает на первые пять лет пребывания в нем трубопровода. А значение интенсивности заземления трубопровода к концу первого года его пребывания в грунте составляет всего 24–30 % от предельного его значения.

Практика показывает, что именно в это время, а иногда и раньше, осуществляется ввод в эксплуатацию линейной части трубопроводов. Прогрев линейной части трубопровода или, наоборот, ее охлаждение транспортируемым продуктом и первый цикл сезонных изменений температуры при незначительной интенсивности заземления трубопровода в грунте и обуславливают пиковые значения отказов от продольных напряжений в начальный период эксплуатации трубопровода.

Особенно это относится к газопроводам и другим трубопроводам, для которых масса транспортируемого продукта практически не влияет на сопротивление грунта продольным перемещениям единицы длины трубопровода.

В силу вышеизложенного представляется возможным рекомендовать проектным организациям при расчете линейной части на продольные перемещения и определение температуры сварки замыкающих стыков по участкам учитывать обстоятельство неполного заземления трубопроводов грунтом нарушенной структуры.

Возможно, в некоторых случаях даже необходимо предусматривать проектные решения по уплотнению грунта засыпки без опасности вызвать овализацию цилиндрической формы труб.

Далее, вид кривых интенсивности и числа продольных разрушений от кольцевых напряжений на (рис. 20, 21 кривые 3) и их расположение относительно кривых 2 позволяет высказать следующие соображения.

Интенсивность продольных разрушений газопровода проявилась и стала ощутимой в общем балансе интенсивности и числа отказов только после достижения кривыми двух своих максимумов, т. е. продольные разрушения газопровода (разрушения от кольцевых напряжений) дали о себе знать не сразу после его пуска в эксплуатацию, как это было с поперечными разрушениями (разрушения от продольных напряжений), а заявили о себе только через год после начала эксплуатации или через два года после засыпки.

Можно предположить, что одной из причин «задержки» продольных разрушений вновь явилась величина заземления трубопровода грунтом засыпки. В первый год эксплуатации трубопровод ввиду слабого заземления грунтом имеет относительно большую свободу продольных перемещений. Возникающие за счет этого продольные перемещения и напряжения в металле труб в данный период работы трубопровода реализуются в поперечные разрушения и существенного влияния на кольцевые напряжения не оказывают. Когда же структура грунта засыпки восстанавливается, а его связанность с поверхностью труб достигает более ощутимой для заземления трубопровода величины, роль продольных напряжений в интенсификации кольцевых напряжений возрастает.

Именно этим можно объяснить падение интенсивности и числа поперечных разрушений от продольных напряжений при одновременном их увеличении для продольных разрушений от кольцевых напряжений.

### **3.3. Обсуждение времени восстановления и безотказной работы газопровода**

Для оценки надежности линейной части газопровода произведена статистическая обработка данных табл. 2.

С этой целью для определения вида функции распределения времени безотказной работы в качестве случайной величины принято число отказов газопровода в календарном интервале времени, а для определения вида функции распределения времени восстановления – число случаев ликвидации отказа на линейной части газопровода в принятом интервале времени восстановления.

Результаты обработки статистических данных приведены в табл. 4 и 5. Обработка данных проводилась в следующей последовательности.

Таблица 4

## Распределение времени безотказной работы газопровода Мирное–Изобильное

№№ п/п	Календарное время наблюдения	Интервал работы газопровода, суток	Эмпирическая частота отказов в интервале, шт	Вероятность отказа в интервале $P(t_i)$	Статическое распределение вероятности безотказной работы $P^c(t) = 1 - P(t_i)$	Промежуточные результаты измерений			Теоретическое распределение вероятности безотказной работы $P_t = e^{-\lambda t}$	$D =  P_t(t) - P^c(t) $	Мера расхождения $\eta = D/\eta$	Табулированная функция меры расхождения $P(\eta)$
						$\ln P^c(t)$	$t \ln P(t_i)$	$t_i^2$				
1	16.10.69–24.01.70	0–100	8	0.2222	0.7778	-0.2512	-25.12	10000	0.7752	0.0026		
2	25.01.70–04.05.70	100–200	6	0.1667	0.6111	-0.4926	-98.52	400000	0.6002	0.0109		
3	05.05.70–12.08.70	200–300	6	0.1667	0.4444	-0.8110	-243.30	90000	0.4649	0.0205		
4	13.08.70–20.11.70	300–400	4	0.1111	0.3333	-1.0986	-439.44	160000	0.3597	0.0264		
5	21.11.70–28.02.71	400–500	3	0.0833	0.2500	-1.3836	-693.15	250000	0.2789	0.0289		
6	01.03.71–08.06.71	500–600	4	0.1111	0.1389	-1.9740	-1184.4	360000	0.2158	0.0769	0.4614	0.98
7	09.06.71–20.10.72	600–1100	2	0.0556	0.0833	-2.4853	-2733.8	1210000	0.0602	0.0231		
8	21.10.72–04.03.74	1100–1600	3	0.0833	–	–	–					
			36	1.0000	0.0000	–	-5417.76	2120000				

Для выявления функций распределения времени безотказной работы весь период наблюдений был разбит на восемь календарных интервалов работы газопровода. Для каждого интервала подсчитано число отказов (графа 3) и определено статистическое значение вероятности отказа в интервале (графа 4).

В графу 5 занесены значения статистической вероятности безотказной работы линейной части трубопровода, определяемые из выражения:

$$P_c(t) = 1 - \sum_{i=1}^i F(t), \quad (135)$$

где  $F(t)$  – вероятность, отказа на  $i$ -м интервале.

По данным графы 5 на рис. 22 построена кривая функции распределения времени безотказной работы газопровода. Характер кривой позволяет выдвинуть гипотезу об экспоненциальном законе распределения времени безотказной работы газопровода, имеющем вид:

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \quad (136)$$

Для определения параметра  $\lambda$  воспользуемся методом наименьших квадратов. С этой целью выражение (135) запишем в виде

$$Y = \ln P(t) = -\lambda t. \quad (137)$$

Используя принцип минимизации величины критерия

$$S = \sum_{i=1}^N [\ln P(t) + \lambda t]^2, \quad (138)$$

берем частную производную  $\frac{dS}{d\lambda}$  и приравниваем ее к нулю, откуда получаем выражение для определения параметра  $\lambda$  в следующем виде:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^N t_i \cdot \ln(P_{ii})}{\sum_{i=1}^n t_i^2}. \quad (139)$$

Результаты промежуточных вычислений занесены в графы 6, 7, 8. По данным граф 7 и 8 получаем:

$$\lambda = -\frac{-5417,76}{2120000} = 0,002551 / \text{сут} = 2,55 \times 10^{-3} \text{ 1/сут}.$$

Рассчитываем теоретическую функцию распределения  $P_T(t) = e^{-\lambda t}$  и заносим данные расчета в графу 9.

Для оценки согласия выбранной теоретической функции распределения времени безотказной работы  $P_m(t)$  и статистической  $P_c(t)$  восполь-

зуюмся критерием Колмогорова. Так как вид теоретической функции распределения и значения ее параметров нами определены, применение критерия Колмогорова вполне допустимо.

При использовании критерия согласия Колмогорова вычисляют меру расхождения

$$\eta = D\sqrt{N}, \quad (140)$$

где  $D$  – максимальное значение модуля разности теоретического и статистического распределения, т. е.  $D = |P_T(t) - P_C(t)|$ . Величина  $D$  подсчитана для всех интервалов и занесена в графу 9;  $N$  – объем статистической выборки или число зарегистрированных отказов.

По найденному значению  $\eta$  по таблицам определяют функцию  $P(\eta)$ .

Если табулированная функция меры расхождения  $P(\eta)$  окажется более 0,25, считают, что принятое теоретическое распределение не противоречит статистическому. Если  $P(\eta) \leq 0,05$ , принятую функцию  $P_m(t)$  отвергают.

В нашем случае для времени безотказной работы получаем  $\eta = 0,46$  и  $P(\eta) = 0,98$ , т. е. имеем отличную сходимость. Таким образом, гипотеза об экспоненциальном законе распределения времени безотказной работы вполне правдоподобна.

$$\text{Параметр } \lambda = -\frac{5417,76}{2120000} = 0,00255 = 2,55 \cdot 10^{-3} = 1/\text{сут}.$$

$$\lambda = -\frac{-240,374}{5100} = 0,047 = 4,7 \cdot 10^{-2} = 1/\text{час}.$$

В такой же последовательности производились вычисления и для функции распределения времени восстановления. Результаты вычисления занесены в табл. 5.

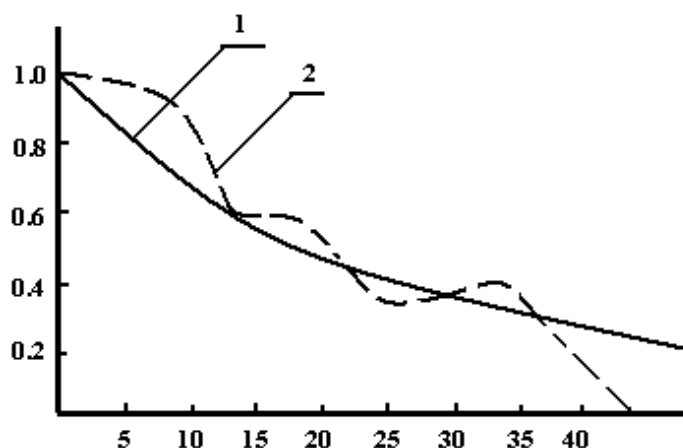


Рис. 22. Теоретическая (1) и статистическая (2) функции распределения времени восстановления газопровода Мирное-Изобильное

Таблица 5

## Распределение времени восстановления работ газопровода Мирное-Изобильное

№№ п/п	Время восстановления, час	Эмпирическая частота отказов в интервале, шт	Вероятность отказа в интервале $P(t)$	Статическое распределение вероятности безотказной работы $P_c(t) = 1 - P(t)$	Промежуточные результаты измерений			Теоретическое распределение вероятности безотказной работы $P_r = e^{-\lambda t}$	$D =  P_r(t) - P_c(t) $	Мера расхождений $\eta = D \cdot \sqrt{n}$	Таблицированная функция меры расхождений $P(n)$
					$\ln P_c(t)$	$t_i \ln P(t_i)$	$t_i^2$				
1	0-5	1	0.0270	0.973	-0.0274	-0.137	25	0.790	0.183	1.114	0.17
2	5-10	7	0.1892	0.784	-0.2436	-2.436	100	0.624	0.150		
3	10-15	10	0.2703	0.513	-0.6665	-9.997	225	0.493	0.020		
4	15-20	2	0.0541	0.459	-0.7780	-15.560	400	0.390	0.069		
5	20-25	6	0.1621	0.297	-1.2139	-30.340	625	0.308	0.011		
6	25-30	1	0.0270	0.270	-1.3080	-39.260	900	0.234	0.027		
7	30-35	2	0.0541	0.216	-1.5320	-53.620	1225	0.192	0.024		
8	35-40	4	0.1081	0.108	-2.2256	-89.024	1600	0.152	0.044		
9	40-45	4	0.1081	0.000	-	-	-	-	-		
10		37	1.0000		-2.4853	-2733.80	5100				

На рис. 22 по данным табл. 5 построены статистическая и теоретическая кривые функции распределения времени восстановления. Для этой функции значение параметра  $\lambda$  получилось равным 0,047, а значение табулированной функции  $P(\eta)$  равным 0,17. Это значение говорит об удовлетворительной сходимости. Имеющееся расхождение между теоретическим и статистическим распределением обусловлено, по-видимому, недостатком наблюдений или другими случайными причинами, которые не дают основания отвергать экспоненциальный закон для функции распределения времени восстановления.

Этот вывод подтверждается работой [7], в которой для газопроводов  $D_u = 1000$  проанализирован большой массив отказов. Согласованность теоретической функции распределения времени восстановления и статистической проверялась по критерию Пирсона. В результате аналитических исследований в работе [7] показано, что функция времени восстановления на линейной части газопроводов изменяется по экспоненциальному закону, т. е. получен тот же результат, что в данной работе.

#### **3.4. Анализ распределения разрушений по времени года**

Интересные выводы можно получить, если проанализировать связь между частотой возникновения разрушений и сезонными особенностями климата. В табл. 6 приведено распределение случаев разрушения газопровода по месяцам года. В таблицу для сравнения внесены данные М.П. Анучкина [14] о среднем количестве разрывов кольцевых стыков магистральных газопроводов, приходящемся на отдельные месяцы.

Данные табл. 6 наглядно свидетельствуют о том, что частота разрушений газопроводов имеет определенную связь со сменой времени года, обуславливающей сезонные изменения температуры грунта и газа. Как видно из табл. 6, данные наблюдения за отказами газопровода выявили в году два отрезка времени с потенциально высокой частотой появления отказов.

Первый отрезок падает на три зимних месяца и первый месяц весны. Именно в этот период произошло более половины всех разрушений – 51,6 %. Характерными разрушениями для этого периода являются трещины и разрывы кольцевых стыков (62 % от общего числа разрушений в этом периоде) и продольные разрушения газопровода (остальные 38 %).

Второй отрезок с потенциально высокой частотой разрушений приходится на два летних месяца – июль и август. В этом отрезке времени зафиксировано 22,5 % всех разрушений. Для этого периода характерны все встречающиеся на газопроводе виды разрушений: трещины в кольцевых стыках, свищи в тройниках узлов подключения и продольные разрушения, но наиболее частыми все-таки являются свищи в узлах подключения. Половина от общего числа произошла именно в этом отрезке времени.

Особенно следует отметить безаварийность газопровода в июне. По-видимому, по трассе прохождения газопровода наиболее благоприятные эксплуатационные и грунтовые условия (температура грунта, его влажность и т. п.) для безаварийной работы складываются в июне.

Выделять в году периоды потенциально высокой частоты появления аварий с одновременным анализом вида разрушений и менее опасные отрезки времени с обязательным анализом эксплуатационных, климатических и грунтовых особенностей работы газопроводов в этих отрезках необходимо для того, чтобы глубже понять и раскрыть реальные условия работы подземных газопроводов и причины их разрушений.

Явное преобладание зимних разрушений газопроводов, казалось бы, должно свидетельствовать о недостаточной хладостойкости трубной стали. Подтвердить это или опровергнуть можно путем уточнения действительной температуры металла в месте и в момент наступления разрушения.

Таблица 6

*Распределение разрушений по месяцам*

	Всего	В том числе по месяцам											
		XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Число разрушений, всего	31	5	4	5	2	1	2	–	4	3	2	2	1
В т.ч. свищи, трещины и разрывы кольцевых стыков	16	3	3	4	–	1	–	–	2	1	1	1	–
Свищи в узлах подключений	6	–	–	–	–	–	1	–	1	2	1	–	1
Продольные разрушения	9	2	1	1	2	–	1	–	1	–	–	1	–
Частота проявления разрушений, %	100	16.1	12.9	16.1	6.5	3.2	6.5	–	12.9	9.6	6.5	6.5	3.2
То же, %	100	51.6			9.7			22.5			16.2		
Частота проявления разрушений [5], %	100	10.5	28.4	27.0	15.5	–	–	–	–	18.6	–	–	
То же, %	100	81.4							18.6				



Наличие статистических данных в виде табл. 2 дает возможность определить и другие показатели надежности линейной части данного газопровода.

Ниже приводятся не которые из них.

1. Среднее значение или математическое ожидание наработки между отказами определяется по формуле

$$T = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N t_i, \quad (141)$$

где  $t_i$  – время работы линейной части после  $i$  отказов;  $N$  – число отказов за период наблюдения;  $T = 1565,3 : 35 = 44,7$  сут.

2. Среднее время (математическое ожидание) восстановления линейной части определяется как среднее время вынужденного нерегламентированного простоя в период отыскания и устранения отказа. Непосредственно по статистическим данным это время вычисляется по формуле

$$T_g = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^N t_i = 840 : 35 = 24 \text{ ч}, \quad (142)$$

где  $t_i$  – время работы линейной части после  $i$  отказов.

3. Коэффициент готовности данного газопровода определяется отношением наработки линейной части в единицах времени за выбранный период наблюдения к сумме этой наработки  $T$  и среднего времени восстановления  $T_g$ :

$$K_g = \frac{T}{T + T_g} = \frac{44,7}{44,7 + 1} = 0,978. \quad (143)$$

Тогда коэффициент вынужденного простоя данного газопровода будет равен:  $K_{II} = 1 - K_g = 1 - 0,978 = 0,022$ .

Этот коэффициент более чувствителен к изменениям отношения  $T : T_g$ , чем  $K_g$ , и представляет собой вероятность того, что линейная часть будет находиться в неплановом ремонте. Иногда этим коэффициентом удобнее пользоваться вместо коэффициента готовности.

4. Коэффициент технического использования газопровода определяется как отношение наработки линейной части за период наблюдения к сумме этой наработки и времени всех простоев за этот же период:

$$K_{Т.И.} = \frac{\sum t_i}{\sum t_i + \sum t_{bi}} \cdot 100\% = \frac{1565,3}{1565,3 + 35,0} \cdot 100 = 97,8 \%. \quad (144)$$

### 3.5. Особенности разрушений газопроводов

При расследовании каждого разрушения или при анализе их совокупностей необходимо стремиться к выявлению и описанию присущих им особенностей. Особенности конкретного разрушения или группы разрушений могут указывать на причину и характер разрушения. И наоборот, характер разрушения может диктовать наличие присущих ему внешних признаков, т. е. между особенностями и характером разрушений прослеживается довольно тесная обратная связь.

К особенностям разрушения трубопровода, прямо или косвенно указывающим на причину возникновения и условия протекания процесса разрушения, можно отнести:

- эксплуатационные условия работы трубопровода и их связь с условиями строительства;
- место разрушения трубопровода с привязкой его к углам поворота в горизонтальной и вертикальной плоскостях, к тройниковым врезкам и выходам из земли и т. п.;
- вид разрушения – продольный или кольцевой разрыв, в зависимости от разрушающего напряжения кольцевого или продольного соответственно;
- протяженность разрушения;
- место расположения очага по длине и периметру разрушенных труб;
- характер остановок разрушающей трещины;
- вид кромок разрыва труб по плоскости разрыва и характер разрушения: хрупкий или вязкий;
- геометрические размеры разрушенных труб в продольном и окружном направлениях по сравнению с первоначальными;
- вид концевых участков разрушающей трещины или участков ее остановки;
- наличие на трубах кольцевых гофр эксплуатационного происхождения;
- отрыв трубопровода от «постели»;
- физические характеристики и состояние грунта засыпки.

Перечисленными выше особенностями разрушений весь их список, естественно, не исчерпывается и может быть продолжен.

Необходимо отметить, что практика расследования разрушений газопроводов позволяет выделить следующие характерные особенности, присущие тому или иному виду разрушений:

1. Для разрушений от продольного напряжения:
  - а) возникновение разрывов, трещин и свищей в монтажных кольцевых стыках, как правило, на цикле понижения температуры грунта и газа, особенно в пусковом периоде;

- б) возможность потери устойчивости как оси трубопровода, так и контура поперечного сечения труб при наличии положительного температурного перепада и вызванных им сжимающих продольных напряжений [15];
  - в) высокая удельная интенсивность отказов в узлах разветвленной конфигурации, т. е. на ответственных участках трубопроводов I – II категории по сравнению с III – IV [12];
2. Для разрушений от кольцевых напряжений (продольные разрывы):
- а) избирательная способность очага продольных разрушений располагаться в плоскости вертикального диаметра прямошовных труб [16];
  - б) выполнение на всех известных авторах продольных разрушениях газопроводов неравенства плечей разрыва влево и вправо от очага (по ходу газа и навстречу ему). Причем длина разрыва от очага навстречу движению газа остается всегда больше длины разрыва по ходу газа [17].

## **4. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

### **4.1. Обеспечение надежности магистральных нефтепроводов на этапе их 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.

Повышение надежности элементов магистрального нефтепровода требует больших затрат, но недостаточная надежность приводит, в свою очередь, к потерям средств труда, времени, ущербу для потребителя и поставщика, значительным затратам на проведение плановых и аварийных ремонтных работ в период эксплуатации.

При проектировании надежности необходимо использовать вероятностный анализ, который может обеспечить правильный выбор конструктивного решения, так как надежность, являющаяся вероятностным понятием, обычно полностью исключает интуицию.

Надежность магистрального нефтепровода зависит от надежности его элементов. Мерой надежности элемента является интенсивность отказов. При их отсутствии элемент обладает стопроцентной надежностью.

Конструкция магистрального нефтепровода и его отдельных элементов (объектов) определяет частоту внезапных отказов и их долговечность. На стадии проектирования закладывается частота отказов, если со стороны заказчика не предъявляется конкретных количест-

венных требований к надежности. Если подобные требования заданы, то при проектировании необходимо выбрать такую конструкцию элементов магистрального нефтепровода, чтобы интенсивность отказов не превышала требуемого уровня.

На этапе проектирования на основании требований к характеристикам системы в целом необходимо выработать требования к характеристикам отдельных элементов магистрального нефтепровода, включая надежность.

Требования к надежности магистрального нефтепровода зависят от таких факторов, как степень важности отдельных элементов системы для обеспечения ее функционирования, метода выполнения системой своих функций, сложности системы и изменения надежности ее элементов во времени и характера выполняемых функций.

Распределение заданной надежности  $P_s$  по элементам системы требует решения неравенства:

$$f(P_1, P_2, P_m) \geq P_s, \quad (145)$$

где  $P_i$  – заданная вероятность безотказной работы  $i$ -го элемента системы магистрального нефтепровода;  $f$  – функциональное соотношение между элементами и системой;  $m$  – число элементов.

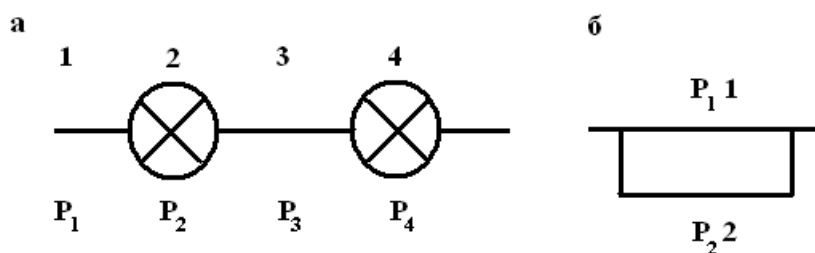


Рис. 23. Расчетные схемы: а – последовательное соединение элементов МН: 1, 3 – эксплуатационные участки № 1, № 2, 2, 4 – нефтеперекачивающие станции № 1, № 2; б – параллельное соединение элементов МНП: 1 – основная магистраль трубопровода, 2 – лупинги

Для невозстанавливаемой системы с последовательным соединением  $n$ -элементов (рис. 23, а) надежность системы равна произведению значений надежности отдельных элементов. Вероятность отказа системы  $U_s$  вычисляется путем вычитания из единицы вероятности безотказной работы системы

$$P_s = \prod_{i=1}^n P_i \quad (146)$$

$$U_s = 1 - P_s \quad (147)$$

Для системы с параллельным соединением  $m$ -элементов (рис. 23, б) вероятность отказа системы равна произведению вероятностей отказа ее элементов:

$$U_s = \prod_{i=1}^m U_i, \quad (148)$$

где  $U_i$  – вероятность отказа  $i$ -го элемента.

Так как  $P + U = 1$ , то:

$$P_s = 1 - U_s = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - P_i). \quad (149)$$

При смешанном соединении элементов системы ее надежность может быть решена путем применения формул (146) – (149). В отдельных случаях сложных систем соотношение для  $P_s$  не может быть представлено в виде простых математических выражений.

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 из (146) найдем:

$$P_i = (P_s)^{1/n}. \quad (150)$$

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

**Пример.** Рассмотрим эксплуатационный участок МНП, включающий 4 подсистемы (3 перекачивающие станции и линейную часть). Какую надежность должна иметь каждая подсистема, чтобы вероятность безотказной работы эксплуатационного участка была равна 0,98?

Из (150) найдем

$$P_i = (0,98)^{1/n} = 0,995.$$

Если отказы отдельных элементов системы независимы друг от друга, а выход из строя одного из них вызывает отказ всей системы, то

при допущении постоянства интенсивности отказов элементов из (145) получим следующее неравенство:

$$P_1(t), P_2(t), \dots, P_n(t),$$

При экспоненциальном распределении потока отказов

$$P_i(t) = e^{-\lambda_i t} \quad (151)$$

получим

$$e^{-\lambda_1 t}, e^{-\lambda_2 t} \dots e^{-\lambda_n t} \geq e^{-\lambda_* t} \quad (152)$$

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

где  $\lambda_*$  – интенсивность отказа системы.

2. **Метод весовых множителей** основан на расчете требуемой надежности подсистем с учетом интенсивности их отказов, т. е. необходимо определить  $\lambda_*$  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.

По известным интенсивностям отказа подсистем  $\lambda_i$ , найденным по результатам наблюдений, рассчитаем весовые множители  $\gamma_i$ , показывающие уязвимость  $i$ -й подсистемы:

$$\gamma_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (153)$$

Требуемую (максимально допустимую) интенсивность отказов подсистемы определим с помощью соотношения

$$\lambda_i \leq \gamma_i \lambda_*.$$

Требуемая (максимально допустимая) интенсивность отказа системы  $\lambda_*$  определяется из формулы (151) по требуемой вероятности безотказной работы системы  $P_s$ :

$$\lambda_* = \frac{1}{t} \ln P_s(t), \quad (154)$$

а требуемые значения вероятности безотказной работы подсистем найдем по формуле

$$P_i(t) = e^{-\lambda_i t}. \quad (155)$$

**Пример.** Эксплуатационный участок имеет длину  $L = 550$  км с 3 НПС. Определить требуемую надежность линейной части и НПС, если прогнозируемая удельная интенсивность потока отказов линейной части МН  $\lambda_* = 0,55$  на 1000 км год, а НПС  $\lambda_{\text{НПС}} = 0,56 \cdot 10^{-3}$  1/ч. Проектная надежность системы  $P_s = 0,95$ .

**Решение.** Определяем интенсивность потока отказов линейной части:

$$\lambda_1 = \lambda(t) \frac{L}{1000} = \frac{0,55 \cdot 550}{1000} = 0,3021/\text{год};$$

$$\lambda_2 = \lambda_{\text{НПС}} \cdot 350 \cdot 24 = 0,56 \cdot 10^{-3} \cdot 350 \cdot 24 = 4,704 \text{ 1/год}.$$

Весовые множители

$$\gamma_1 = \frac{0,302}{0,302 + 3 \cdot 4,704} = 0,0214;$$

$$\gamma_2 = \frac{4,704}{14,414} = 0,326.$$

Требуемая интенсивность отказов системы:

$$\lambda_* = -\ln 0,95 = 0,0513.$$

Требуемая интенсивность отказов элементов системы:

$$\lambda_{1*} = 0,0513 \cdot 0,021 = 0,001;$$

$$\lambda_{2*} = 0,0513 \cdot 0,326 = 0,017.$$

Требуемая вероятность безотказной работы элементов системы:

$$P_1 = \exp(-0,001) = 0,999;$$

$$P_2 = \exp(-0,017) = 0,983.$$

Проверка заданной вероятности безотказной работы системы:

$$P_s = P_1 P_2^3 = 0,999 \cdot 0,983^3 = 0,95.$$

Магистральный трубопровод представляет собой техническую систему с восстанавливаемыми и резервированными элементами. Под конструктивной надежностью магистральных трубопроводов будем подразумевать их свойство сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, сопутствующим транспортировке продукта без нарушения герметичности и оговоренных предельных состояний при соблюдении правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

Повышение конструктивной надежности магистральных трубопроводов во многом способствует повышению их функциональной надежности, т. е. повышению эффективности снабжения потребителей нефтью и нефтепродуктами.



Основными задачами повышения конструктивной надежности является уменьшение числа отказов на единицу длины трубопровода в единицу времени (т. е. повышение безотказности трубопровода); повышение долговечности, т. е. срока службы трубопровода.

Оценка конструктивной надежности и вероятности разрушения формируется на основе понятия о запасе прочности и не превышения предельных состояний.

Для получения расчетных показателей надежности участка линейной части МН требуется знание и формализация типов предельных состояний и критериев их возникновения.

На этапе проектирования основными критериями предельных состояний являются:

- Критерий допускаемых напряжений.
- Критерий допустимых пластических деформаций.
- Критерий общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.
- Критерий положения трубопроводов (против всплытия), прокладываемых на обводненных участках трассы.

Существующий метод расчета магистральных нефтепроводов на прочность разработан лишь с учетом статического нагружения. В реальных условиях линейная часть трубопроводов и их сварные узлы испытывают действие как статических, так и цикловых (повторно-статических) нагрузок.

За срок работы 30–33 года суммарное число циклов нагружения внутренним давлением может составлять в среднем более  $10^4$  циклов, что может приводить к малоцикловому разрушению труб.

Малоцикловое разрушение весьма чувствительно к концентраторам напряжения, создаваемым различными дефектами конструкционного, технологического и эксплуатационного происхождения, поэтому выявлению дефектов в процессе сооружения и эксплуатации необходимо уделять самое пристальное внимание.

Линейная часть МН как объект исследования может быть разбита на отдельные элементы, влияющие на возникновение отказов системы. К ним относятся:

- Состав и свойства основного металла труб.
- Сварные соединения.
- Конструктивные элементы трубопроводов (отводы, тройники и др.).
- Способ прокладки.
- Противокоррозионная защита.
- Антикоррозионное покрытие трубопровода.

Эти элементы могут быть сгруппированы по участкам, выделенным в соответствии с принципом равной надежности и однородных по способу прокладки, грунтово-геологическим, климатическим и эксплуатационным условиям.

Надежность линейной части МН длиной  $L$  за период эксплуатации  $T$  с учетом разбиения на  $n$  групп однородных участков может быть оценена по формуле (146) и записана в виде:

$$P(L, T) = \prod_{i=1}^n P_i(\Delta L_i, T), \quad (156)$$

где  $\Delta L_i$  – суммарная протяженность  $i$ -й однородной группы участков, отказы на которых не зависят друг от друга.

К конструктивным методам повышения надежности относятся: улучшение качества стали и труб, совершенствование методов сварки и использование лучших сварочных материалов, совершенствование строительного оборудования и применение более прогрессивных методов строительства нефтепроводов, обеспечение эффективной электрохимической и пассивной защиты трубопровода от коррозии, совершенствование методов расчета на прочность и устойчивость, методов и средств контроля за сооружением объектов и их испытания, а также резервирование отдельных элементов системы, отказ которых приводит к полному или частичному прекращению функционирования системы.

Разрушения участка МН происходят в результате образования и роста трещин и других дефектов в стенках трубопровода, развития недопустимых пластических деформаций в элементах конструкций, недопустимого утончения стенки из-за коррозионного и абразивного износа.

Различают металлургические, технологические и строительные дефекты труб. К металлургическим относятся дефекты листов и лент, из которых изготавливаются трубы, т. е. расслоения, прокатная плена, вкатанная окалина, поперечная разнотолщинность, неметаллические включения и др. Под технологическими понимают дефекты, связанные с несовершенством технологии изготовления труб. Условно их можно разделить на дефекты поверхности (наклеп при экспандировании, смещение или угловатость кромок, овальность труб) и дефекты сварки (трещины, свищи, поры, непровар, неметаллические шлаковые включения, подрезы). К строительным относятся дефекты, обусловленные несовершенством технологии строительно-монтажных работ, нарушениями технологических и проектных решений по транспортировке, монтажу, сварке, изоляционно-укладочным работам (царапины, задиры, вмятины на поверхности труб, дефекты сварных швов и изоляционного покрытия).

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.

Сделаем предположение, что прибор, обнаруживающий отказ и переключатель имеют 100%-ю надежность, и что работающие и резервные элементы имеют одинаковую интенсивность отказов  $\lambda(t)$ .

Можно рассматривать группу резервных элементов как единую цепь или систему, в которой допускается несколько отказов до того, как система окончательно прекратит выполнение своих функций. Если для резервирования одного основного элемента включаются  $n$  элементов, то мы имеем в системе  $(n + 1)$  элементов, и в ней может произойти  $n$  отказов, не вызывая отказа системы. Только отказы  $(n + 1)$  элементов вызовут отказ всей системы.

Для определения распределения вероятностей для выборки из  $n$  элементов используют биномиальное распределение:

$$P_s + U_s = e^{-\lambda(t)t} \left[ 1 + \lambda(t)t + \frac{\lambda(t)^2 t^2}{2!} + \frac{\lambda(t)^n t^n}{n!} \right] = 1, \quad (157)$$

в котором каждое слагаемое представляет определенную вероятность.

Если необходимо сделать выборку  $n = 4$  элементов, из которых три работающих, а один неработающий, то вероятность выбрать хороший элемент

$p = 3/4 = 0,75$ , а вероятность выбрать неработающий  $U = 1/4 = 0,25$ . Вероятность того, что все четыре элемента будут хорошими,  $p^n = 0,75^4 = 0,316$ , а вероятность  $np^{n-1} = 4 - 0,75^3 \cdot 0,25 = 0,422$  означает, что три элемента будут хорошими, а один дефектным.

Используя тождество  $e^{-\lambda(t)t} = 1$  и разлагая  $e^{\lambda(t)t}$  в ряд с учетом, что  $P_s + U_s = 1$ , из (157) получаем:

$$P_s + U_s = e^{-\lambda(t)t} \left[ 1 + \lambda(t)t + \frac{\lambda(t)^2 t^2}{2!} + \frac{\lambda(t)^4 t^4}{4!} \right] = 1. \quad (158)$$

Вероятность того, что произойдет один отказ или не произойдет одного отказа для системы при ненагруженном резерве, состоящем из одного работающего элемента (или последовательно соединенной группы элементов) с постоянной интенсивностью отказов  $\lambda(t) = \text{const}$  и резервного элемента (или группы элементов) ( $n = 1$ ) с той же самой интенсивностью отказов, будет равна:

$$P_{sp} = e^{-\lambda(t)t} [1 + \lambda(t)t]. \quad (159)$$

Ненадежность системы  $U_{sp}$  при ненагруженном резерве равна вероятности того, что произойдет два отказа

$$U_{sp} = 1 - P_{sp}, \quad (160)$$

а средняя наработка на отказ

$$T_{cp\ p} = \int_0^{\infty} P_{sp} dt = \frac{2}{\lambda(t)}. \quad (161)$$

Для единичного элемента при экспоненциальном распределении плотности отказов вероятность безотказной работы за время  $t$

$$P_s = e^{-\lambda(t)t}. \quad (162)$$

так как

$$\frac{P_{sp}}{P_s} = [1 + \lambda(t)t] > 1, \quad (163)$$

то надежность системы увеличивается при резервировании.

Если интенсивности отказов двух элементов, один из которых рабочий, а другой резервный, равны  $\lambda_1(t)$  и  $\lambda_2(t)$ , то:

$$P_{sp} = \frac{\lambda_2(t)}{\lambda_2(t) - \lambda_1(t)} e^{-\lambda_1(t)t} + \frac{\lambda_1(t)}{\lambda_1(t) - \lambda_2(t)} e^{-\lambda_2(t)t}, \quad (164)$$

а

$$T_{cp\ p} = \frac{1}{\lambda_1(t)} + \frac{1}{\lambda_2(t)}. \quad (165)$$

**Пример.** Определить надежность системы, состоящей из двух одинаковых насосных агрегатов, если  $\lambda(t) = 0,154 \times 10^{-3}$  1/ч.

**Решение.** По формуле (159) найдем:

$$P_{sp} = e^{-0,154 \cdot 10^3 \cdot 350 \cdot 24} \cdot (1 + 0,154 \cdot 10^{-3} \cdot 350 \cdot 24) = 0,274 \cdot (1 + 0,2936) = 0,354.$$

Так как надежность одного насосного агрегата равна 0,274, то ненагруженный резерв увеличивает надежность системы на 29,2 %.

С целью повышения надежности поставок нефти на магистральных нефтепроводах большой протяженности должна предусматриваться организация эксплуатационных участков протяженностью от 400 до 600 км, обеспечивающих независимую работу нефтеперекачивающих станций по схеме «из насоса в насос» без использования емкости.

Деление МН на несколько эксплуатационных участков с НПС, на границах которых должны сооружаться резервуарные емкости в размере 0,3–0,5 суточной производительности нефтепровода, позволяет при остановке перекачки на одном эксплуатационном участке не останавливать ее на других.

Важное значение имеет правильный выбор конструкций опор, закрепление трубопровода на проектных отметках и защита против всплывания при прохождении болот, водонасыщенных грунтов и рек, а также участков с разломами.

Важную роль в повышении конструктивной надежности трубопроводов играют предпусковые испытания, позволяющие выявить часть тех дефектов, которые не были обнаружены в процессе входного, операционного и приемочного контроля качества.

Большое значение в обеспечении конструктивной надежности трубопроводной конструкции имеет уровень технологического процесса ее изготовления. В целом технологический процесс представляет собой совокупность взаимосвязанных технологических операций, формирующих отдельные конструктивные элементы и трубопровод в целом в строгом соответствии с регламентированными допусками.

При разработке (проектировании) технологического процесса трубопроводного строительства обязательному расчету подлежат такие показатели надежности, которые характеризуют его способность обеспечивать в течение всего периода строительства трубопровода выполнение технологических операций (строительно-монтажных работ) с показателями качества, устанавливаемыми нормативно-технической документацией при одновременном обеспечении заданной ритмичности работ.

Надежность трубопровода является одним из его важнейших функциональных свойств, обеспечивающим необходимый уровень экологической безопасности на весь период эксплуатации объекта.

Поскольку оценка надежности и экологической безопасности опирается на систему количественных критериев и показателей, то методологически ставится задача информационного обеспечения исследуемых функциональных характеристик и свойств. В этом смысле можно выделить два аспекта проблемы информационного обеспечения надежности трубопроводов:

- оценка и прогнозирование конструктивной надежности трубопровода как меры качества, определяемого в процессе строительства трубопроводов по результатам входного, операционного и приемочного контроля;
- оценка фактической конструктивной надежности и экологической безопасности на этапе эксплуатации трубопровода по результатам инструментального контроля и технического диагностирования.

Развитие обоих направлений имеет принципиальное значение для гарантированного обеспечения нормативных требований, предъявляемых к надежности и экологической безопасности трубопроводов.

В соответствии с требованиями НТД по обеспечению расчетного времени работы МН (с учетом остановки на регламентные работы и ремонт), равного 8400 ч или 350 сут в году, нормативная вероятность безотказной работы МН должна быть принята равной:

$$P_s = 350 / 365 = 0,958.$$

Решение вопроса об информационном обеспечении конструктивной надежности трубопровода с целью поиска, обоснования и реализации эффективных способов и средств объективной количественной оценки нормируемых показателей и свойств трубопроводной конструкции на всех стадиях ее жизненного цикла связано с метрологическим обеспечением.

В качестве технической реализации метрологического обеспечения конструктивной надежности трубопроводов можно выделить следующие основные решения:

- 1) создание информационно-измерительных систем пассивного и активного контроля параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода до эксплуатации (локальные деформации стенки трубы, топографическая характеристика дефектов стенки, поперечные и продольные перемещения трубопроводного участка, фактические радиусы изгиба и другие параметры пространственного положения трубопровода);
- 2) разработка систем регистрирующего контроля фактических нагрузок и воздействий (амплитудно-частотная характеристика пульсации давления по длине трубопровода, характеристики теплообмена

в системе нефть – стенка трубопровода – грунт, гидро- и пневмодинамические скачки давления нефти, коррозионно-эрозионный износ стенки трубопровода, интенсивность роста аномальных отложений на внутренней стенке трубопровода – парафин, наледь и др.;

3) техническое диагностирование трубопровода на этапах его строительства и эксплуатации с целью решения двух самостоятельных групп задач:

- определение наиболее вероятных факторов и причин, обусловивших фактический уровень состояния трубопроводной конструкции (установление технического диагноза);
- прогнозирование технического состояния трубопроводной конструкции на отдаленный период времени по совокупности полученной измерительной информации на текущий момент диагностирования;

4) разработка активных форм управления конструктивной надежностью в процессе эксплуатации трубопровода (локализация критически опасных точек, зон и участков путем программного использования следящих систем, средств блокировки и активного резервирования).

Для надежной и устойчивой работы магистральных трубопроводов на этапе проектирования необходимо предусматривать средства контроля и автоматики, которые должны обеспечивать:

- безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопровода, его сооружений и оборудования, незамедлительное обнаружение возникшей аварии и создание условий для быстрой ее локализации и ликвидации;
- сокращение простоев, благодаря повышению оперативности и надежности контроля и управления.

Кроме того, автоматизация и телемеханизация трубопровода имеет целью:

- улучшение и облегчение условий работы обслуживающего персонала, снижение эксплуатационных затрат, сокращение штатов;
- сбор и обработку информации для использования автоматизированных систем управления.

Телемеханизация и автоматизация должны обеспечивать управление и контроль всеми перекачивающими станциями и линейными сооружениями из центрального диспетчерского пункта (ЦДЛ).

На каждой перекачивающей станции должна предусматриваться централизация контроля и управления всеми ее сооружениями из местного пункта управления (МДП). Из МДП станции может предусматриваться также контроль примаыкающих к ней трубопроводов и отводов.

## 4.2. Эксплуатационная надежность нефтепроводов

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].

Рассмотрим техническое состояние действующих ныне МН, выделив основные структурные единицы – *линейную часть и нефтеперекачивающие станции*.

**Линейная часть магистральных нефтепроводов.** Техническое состояние линейной части МН характеризуется ее несущей способностью, герметичностью, работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры и других устройств. На эксплуатационную надежность линейной части МН влияют следующие факторы:

- коррозионное состояние металла труб; наличие дефектов стенки трубы;
  - состояние изоляционного покрытия, электрохимической защиты;
  - наличие пересечений с электрокоммуникациями (ВЛ, ЛЭП, электрифицированные железные дороги и т. д.);
  - глубина заложения трубопровода в грунт; наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН;
  - техническое состояние переходов МН через водные преграды, плано-высотное положение трубопровода в русловой части;
  - техническое состояние  $V$  воздушных переходов; состояние охранных зон;
  - работоспособность и герметичность запорной арматуры.
1. Коррозионное состояние металла труб. В процессе эксплуатации труб происходит их коррозионно-механический износ. Неизбежность процесса коррозии предопределена термодинамической неустойчивостью стали, неоднородностью ее структуры, коррозионными свойствами грунта и транспортируемой среды. Установлено, что под действием механических нагрузок коррозия металлов протекает интенсивнее.

Утончение металла из-за коррозии приводит к усилению напряжений в металле, что в свою очередь вызывает увеличение скорости коррозии и т. д. Внешние коррозионные повреждения труб появляются, как правило, в местах нарушения целостности изоляционного покрытия.



Внутренние коррозионные повреждения МН возникают, как правило, в местах скоплений воды.

Причина присутствия воды в товарной нефти очевидна: ее не удастся полностью отделить от нефти в процессе промышленной подготовки, а также после проведения гидравлических испытаний и переиспытаний участков МН.

Для удаления водо-парафинистых отложений и скоплений воздуха из участков трубопровода проводится периодическая очистка полости трубы специальными очистными устройствами (ОУ). Периодичность очистки зависит от скорости перекачки нефти и ее вязкости.

## 2. Наличие дефектов стенки трубы.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритручными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

Дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков.

Дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, – риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков.

Дефекты, образовавшиеся при эксплуатации, – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3–5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утончения стенки трубы до критической величины.

Под действием малоцикловых нагрузок, вызванных пусками, остановами и изменениями режима работы МН, происходит развитие скрытых дефектов, приводящее к потере трубой герметичности. Прогноз развития дефектов выполняется по специальной методике для своевременного их выявления до наступления критического состояния трубопровода.

С целью повышения надежности проводится плановое устранение выявленных и прогнозируемых дефектов с учетом приоритетов их опасности.

## 3. Состояние изоляционного покрытия и электрохимической защиты.

Состояние изоляционного покрытия трубопроводов в основном зависит от срока его службы. При строительстве новых трубопроводов в последние годы применяются трубы с изоляционным покрытием заводского изготовления, имеющим длительный срок службы (до 30 лет). В дополнение к изоляционным покрытиям применяется электрохимическая защита металла труб от коррозии – катодная и дренажная за-

щита. Особенно эффективно ее применение в местах пересечений нефтепроводов с электрокоммуникациями, где возможно наличие зон с блуждающими токами. При электрокоррозии имеет место локальное разрушение анодных участков на поверхности металла, где блуждающие токи стекают в грунт. Разрушение внутренней поверхности труб в виде канавок встречается на восходящих участках трубопровода, где имеются скопления воды, в результате совместного действия электрохимической коррозии и абразивного действия механических частиц, циркулирующих в застойной зоне.

Для восстановления свойств изоляционного покрытия проводится его замена с применением современных материалов на основе мастик.

Для контроля состояния электрохимической защиты проводятся периодические замеры защитного потенциала, позволяющие своевременно выявить локальные повреждения изоляции для проведения ремонта.

#### 4. Глубина заложения трубопровода в грунт.

На надежность линейной части МН влияет соответствие нормативу глубины заложения трубопровода в грунт, особенно на пахотных землях и в районах с развитой хозяйственной деятельностью. Уменьшение глубины заложения происходит в результате эрозии и размыва почвы. Недостаточное заглубление нефтепровода чревато возможностью его повреждения при проведении плановых сельскохозяйственных работ.

Также недостаточное заложение трубопровода в грунт влияет на срок службы изоляционного покрытия по причине воздействия сезонных колебаний – промерзания и оттаивания грунта.

Для определения глубины заложения нефтепровода проводятся ее периодические промеры различными методами.

Для восстановления глубины заложения трубопровода выполняется его ремонт подсыпкой грунта.

#### 5. Наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН.

Наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН вызывает в металле труб дополнительные напряжения от внешних воздействий за счет перемещения масс грунта. Для уменьшения воздействия от подвижек грунта проводятся мероприятия по укреплению оползней и засыпке карстовых провалов и линз.

#### 6. Техническое состояние переходов МН через водные преграды (ППМН), плано-высотное положение трубопровода в русловой части.

Техническое состояние переходов МН через водные преграды оказывает значительное влияние на надежность нефтепровода. Для определения и поддержания технического состояния ППМН проводятся следующие мероприятия:

- первоочередная внутритрубная диагностика ППМН;

- оснащение резервных ниток камерами пуска-приема ОУ и ВИП для проведения очистки и диагностики;
- приоритетное устранение выявленных дефектов;
- изучение русловых процессов на участке реки в створе перехода;
- периодическое наружное обследование планово-высотного положения трубопровода в границах ППМН;
- ремонт ППМН с восстановлением планово-высотного положения;
- расчет сроков гарантийной эксплуатации ППМН по результатам внутритрубной диагностики и анализа русловых процессов для своевременного проведения ремонтных работ.

#### 7. Техническое состояние воздушных переходов.

Воздушные переходы МН через овраги и водотоки испытывают дополнительные нагрузки в процессе эксплуатации: изгибающее усилие пролета, и нагрузка от продольных перемещений. Для поддержания технического состояния воздушных переходов проводятся следующие мероприятия:

Периодическое обследование и нивелировка переходов с определением деформаций и стрелы прогиба. Ремонт опор и мест выхода труб из земли. Замена воздушных переходов на подземные (подводные).

#### 8. Состояние охранных зон.

Определенное влияние на надежность линейной части МН оказывает состояние охранных зон, предназначенных для предотвращения повреждения трубопровода от внешних воздействий. Размеры охранных зон устанавливаются «Правилами охраны магистральных трубопроводов». Любые работы в пределах охранных зон проводятся после выполнения мероприятий, исключающих повреждение трубопровода. Содержание охранных зон в соответствии с нормативными требованиями выполняется эксплуатирующим предприятием.

#### 9. Работоспособность и герметичность запорной арматуры.

Работоспособность и герметичность линейной запорной арматуры влияет на надежность линейной части МН, поскольку необходимо периодически отключать отдельные участки МН для проведения регламентных и ремонтных работ; при этом смежные и параллельные участки системы должны оставаться в работе или резерве с отсутствием перетока нефти в отключенный участок. Для поддержания исправного состояния запорной арматуры проводятся периодические регламентные работы по проверке ее работоспособности и герметичности.

На эксплуатационную надежность линейной части МН влияют и другие факторы, но в меньшей степени: наличие коммуникаций, пересекающих нефтепровод и проходящих в одном техническом коридоре, сложные условия прохождения (вечная мерзлота, скальные грунты, бо-

лота и др.), квалификация обслуживающего персонала, соблюдение графиков технического обслуживания и ремонта и т. д.

**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 от качки 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.

**Технологические и вспомогательные нефтепроводы.**

**Инженерные сооружения и коммуникации** (системы водоснабжения, канализации и очистных сооружений, системы теплоснабжения и др.).

Эксплуатация энергомеханического оборудования ведется согласно действующей НТД.

В руководящих документах определен порядок сбора и обработки статистических данных о работе оборудования с использованием следующих показателей надежности:

- средняя наработка на отказ;
- среднее время восстановления;
- коэффициент относительной частоты пусков.

Отказ в работе магистральных или подпорных насосов может привести к значительным потерям, ущербу, авариям, поэтому их необходимо рассматривать как ответственные объекты. Насосы относятся к обслуживаемым, восстанавливаемым и ремонтируемым необезличенным способом объектам. При эксплуатации насосов наибольшее значение имеет процесс изнашивания. Магистральные насосы перед запуском

проходят определенную подготовку и относятся к изделиям, контролируемым перед применением.

Об основных причинах отказов магистральных насосов можно судить по данным табл. 7.

Основной причиной отказов магистральных насосных агрегатов являются отказы торцевых уплотнений (потеря герметичности при износе поверхности уплотнительных колец и эластомеров; вибрации; из-за раскрытия пары трения; чрезмерного нагрева узла уплотнения; дефектов при изготовлении, сборке деталей и узлов торцевых уплотнений; нарушений условий эксплуатации; разрушение или недопустимые дефекты вала или рабочего колеса; отказы подшипников, муфты, соединяющей валы насоса и двигателя).

Для магистральных и подпорных насосов необходимо назначение показателей надежности (табл. 8).

Для оценивания показателей надежности насосов необходимо фиксировать в специальных журналах статистические данные (табл. 9).

Таблица 7

*Структура отказов магистральных насосов*

Причины отказов	Число отказов, %
Торцевые 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

Таблица 8

*Показатели надежности магистральных и подпорных насосов*

	Показатели надежности
Безотказность ремонтпригодность	Коэффициент готовности, коэффициент оперативной готовности, среднее время восстановления
Долговечность	Процентный ресурс до списания – суммарная наработка, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью $u$ , выраженной в процентах Процентный ресурс до капитального ремонта – календарная продолжительность эксплуатации, в течение которой объект не достигнет срока капитального ремонта с вероятностью $u$ , выраженной в процентах
Сохраняемость	Средний срок сохраняемости

*Параметры базы данных  
для оценки показателей надежности насосов*

Параметр	Параметры фиксируемой информации
Время включения насоса	Дата, время выключения.
Время выключения насоса	Дата, время включения.
Наработка	Наработка определяется как интервал времени между включением и выключением насоса.
Время возникновения отказа	Дата, время возникновения отказа.
Наработка между отказами	Сумма наработок со времени устранения предыдущего отказа до времени возникновения текущего.
Место возникновения отказа	Отказавший узел, деталь и т. д.
Причина возникновения отказа	Название причины
Вид отказа	Поломка, износ детали, уход параметра и т. п.
Затраты времени на устранение отказа	Время, затраченное на обнаружение причины отказа, и время, затраченное на устранение отказа.
Способ устранения отказа	Замена элемента, регулировка, перестановка элементов и т. п.
Последствия отказа	Затраты на ремонт, потери от простоя и т. п.
Переключение на резерв	Наличие резерва, данные об оперативности переключения на резерв.
Время проведения диагностики	Дата, время проведения диагностики.
Наработка до проведения диагностики	Суммарная наработка со времени окончания предыдущего события (диагностики, технического обслуживания, ремонта, в том числе после отказа)
Контролируемые параметры	Контролируемые технические параметры и их значения
Обнаруженные неисправности	Обнаруженные при диагностике неисправности, место обнаружения неисправности, вид неисправности Замена элемента, регулировка, перестановка элемента и т. п.
Способ устранения неисправности	Дата и время проведения ТО, ремонта
Время проведения ТО ремонта (текущего, капитального)	Суммарная наработка – до проведения ТО, ремонта
Наработка до проведения ТО, ремонта	Замена, регулировка, перестановка элементов и т. п.
Проведенные работы	
Послеремонтная диагностика –	Контролируемые технические параметры, их значения

В соответствии с классификацией для насосов вспомогательных систем НПС необходимо назначение показателей надежности (табл. 10).

Под вспомогательными системами НПС I категории понимаются: маслосистема, система охлаждения, система вентиляции и система беспромвального уплотнения магистральных насосных агрегатов. Данные системы с точки зрения безопасности эксплуатации и по экономическим показателям относятся к ответственным системам, которые не могут быть допущены до отказа.

К вспомогательным системам НПС II категории относятся: система откачки утечек, система пожаротушения, система предохранительных клапанов, блок фильтров грязеуловителей, блок регуляторов давления. Условно к данной группе оборудования можно отнести технологические трубопроводы и запорную арматуру.

Таблица 10

*Показатели надежности насосов  
вспомогательных систем НПС*

Свойства надежности	Показатели надежности
Безотказность и ремонтпригодность	Коэффициент технического использования Средняя наработка на отказ Среднее время восстановления Коэффициент оперативной готовности Среднее время восстановления
Долговечность	Средний ресурс до капитального ремонта
Сохраняемость	Средний срок сохраняемости

Основными причинами отказов запорной арматуры являются: нарушение герметичности разъема и сальников; нарушение герметичности частей, работающих под давлением; разрушение или потеря прочности сварных швов; заклинивание подвижных частей; отказы редуктора.

Для электродвигателей магистральных и подпорных насосов перечень показателей надежности совпадает с соответствующим перечнем для насосов (см. табл. 10). Для электродвигателей вспомогательных систем НПС перечень показателей надежности совпадает с соответствующим перечнем для насосов вспомогательных систем (см. табл. 10).

По характеру функционирования электродвигатели относятся к изделиям непрерывного длительного действия. Однако для электродвигателей, используемых на объектах МН, режим работы необходимо определять как циклический многократного применения. При выборе

показателей надежности необходимо учесть такую двойственность классификации. Электродвигатели относятся к изделиям 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.

Для электродвигателей – приводов запорной арматуры – к отказам также следует отнести неисправности конечных выключателей и неисправности муфт ограничения крутящего момента.

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.).

Отказы системы теплоснабжения, инженерных сооружений и коммуникаций не влияют непосредственно на надежность МН и поэтому не рассматриваются.



### 4.3. Системная надежность

Система магистральных нефтепроводов России тесно связана с другими отраслями промышленности (нефтедобывающей, энергоснабжения, машиностроительной и др.), имеет значительную территориальную распределенность и сложность, что приводит к необходимости использовать системный подход при решении задач надежности, а также методы декомпозиции и эквивалентирования. Системный подход позволяет органично увязать показатели надежности объектов магистральных нефтепроводов различных иерархических уровней в территориальном, временном и ситуационном разрезе.

Статистические, прямые методы оценки надежности путем испытания серии опытных образцов применимы к деталям и узлам оборудования, отдельным машинам и устройствам, трубопроводной арматуре и небольшим участкам трубопровода или трубам.

С позиций системного подхода можно выделить три уровня надежности, а именно:

- надежность конструкции, характеризующую техническое совершенство объектов МН. Обеспечение заданной надежности в этом случае может быть достигнуто выбором соответствующей «конструкции» системы, повышением надежности и улучшением технических характеристик оборудования и систем управления, резервированием и др.;
- надежность функционирования, характеризующая эксплуатационные параметры объектов МН. Она может быть обеспечена повышением надежности и технических характеристик оборудования контроля технологических режимов, совершенствованием системы технического обслуживания, диагностики состояния, планово-предупредительных и восстановительных ремонтов, повышением качества работы и квалификации персонала;
- надежность технологических систем, характеризующая взаимодействие как объектов магистрального нефтепровода или нефтепроводов, так и объектов в смежных отраслях.

На основе параметров надежности технологических систем могут строиться стратегии управления отраслями, например, выбирать мероприятия по обеспечению надежности функционирования технологического комплекса (добыча – транспорт – переработка – потребитель).

#### 4.4. Гидравлические испытания линейной части действующих нефтепроводов

Действующие МН при эксплуатации испытывают как статические, так и повторно-статические малоцикловые нагрузки, которые могут быть причиной усталостного разрушения трубопровода. В зонах сварочных швов, участках, воспринимающих нагрузку от давления грунта нагрузки, близки к пределу пропорциональности, а в местах концентрации напряжений они близки к пределу прочности, что приводит к ускорению разрушения от усталости металла труб.

Эксплуатационная надежность МН обеспечивается применением эффективных методов испытаний труб на заводах-изготовителях, гидравлических испытаний в период строительства, а также в период эксплуатации при проведении переиспытаний МНП.

Каждая труба на отечественных трубных заводах должна проходить кратковременные гидравлические испытания (не менее 20 с) гидравлическим давлением, при котором в трубе создается напряжение, равное 80 % от нормативного предела текучести металла  $\sigma_T$  для бесшовных труб и 95 %  $a_T$  для всех остальных труб.

Для выявления дефектов металлургического и технологического происхождения, оставшихся в трубах при их производстве, а также дефектов строительно-монтажного характера при *V* оводят гидравлические испытания по действующим СНиП.

Испытание проводят гидравлическим способом (водой). Для предохранения трубопровода от коррозии в процессе испытаний вода должна иметь рН в пределах 6,0–9,0, а содержание механических примесей не должно превышать 60 мг/л. В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения принимают от одного до трех этапов испытаний, с определенными максимальными величинами давлений в нижней точке трубопровода, при проверке на прочность 24 ч и проверке на герметичность 12 ч.

Предпусковые испытания на первом этапе проводятся после сварки на стапеле или площадке до нанесения изоляции для участков трубопроводов при переходе через водные преграды.

Второй этап испытаний проводится после укладки, но до засыпки, а третий – испытания одновременно с прилегающими участками.

Испытательное давление в наиболее высокой точке трассы принимается не менее 1,1  $p_{раб}$  для участков категорий III–IV, 1,25  $p_{раб}$  для участков I и II категорий, 1,5  $p_{раб}$  для трубопроводов категории В ( $p_{раб}$  – рабочее давление трубопровода).

Гидравлические испытания трубопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускаются только при условии предохра-

ния трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания. МН испытывают отдельными участками, ограниченными заглушками или линейной арматурой.

При эксплуатации нефтепроводов для повышения надежности и безопасности осуществляют внутритрубную диагностику, по результатам которой производится выборочный ремонт участков трубопровода.

Выявление дефектов различного уровня, не обнаруженных при неразрушающем контроле, а также проверка прочности трубопровода для оценки его возможности работать с проектной пропускной способностью, т. е. при проектных рабочих давлениях, могут быть обеспечены только при проведении гидравлических переиспытаний.

При испытании повышенным давлением выявляются опасные дефекты, которые могли бы привести к авариям. При таких испытаниях имеют место эффекты, изменяющие несущую способность трубопровода. Например, при испытаниях под давлением, соответствующим напряжению  $0,95 \sigma_t$ , за счет релаксации устраняются остаточные сварочные напряжения, меняется геометрия дефектов и остаточное поле напряжений, в результате замедляется рост дефектов.

Размеры дефектов, остающихся в стенке трубопровода, и их состояние после проведения гидравлических испытаний зависят от уровня испытательного напряжения и времени выдержки.

Гидравлические переиспытания нефтепроводов должны проводиться:

- на нефтепроводах, на которых по различным причинам не может проводиться внутритрубная диагностика (конструктивные особенности, недостаточный режим перекачки и др.);
- перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 3 года и более без освобождения от нефти, независимо от того, проводилась на этих нефтепроводах перед выводом их из эксплуатации внутритрубная диагностика или не проводилась;
- перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 1 год и более с освобождением от нефти, независимо от того, проводилась на этих нефтепроводах перед выводом их из эксплуатации внутритрубная диагностика или не проводилась.

Нефтепровод испытывается участками, протяженность которых не должна быть более 30–40 км.

Протяженность испытываемых участков определяется, исходя из максимального и минимального испытательного давления, и не должна превышать 30–40 км.

Давление переиспытания и испытания, как правило, рассчитывается так, чтобы по результатам испытаний и устранения выявленных де-

фектов трубопровод готов был к работе на проектных давлениях. Испытания МН проводятся на уровне напряжений, соответствующих 80 % от нормативного предела текучести металла ( $\sigma_T$ ) для бесшовных труб и 95 % от  $\sigma_T$  для всех остальных труб.

Давление гидравлического испытания в нижней точке испытываемого участка МН определяется по формуле

$$P_{исп} = \frac{2R\delta}{D_Y - 2\delta}, \quad (166)$$

где  $\delta$  – минимальная (по исполнительной документации, с учетом минусового допуска) толщина стенки трубы, м (минусовой допуск на толщину стенки трубы определяется по техническим условиям на изготовление труб. Для новых нефте-проводных труб диаметром от 530 до 1220 мм минусовой допуск рекомендуется принимать равным 0,8 мм;  $D_H$  – номинальный наружный диаметр трубы, м;  $R$  – расчетное значение напряжения, которое определяется по формуле

$$R = k\sigma_m, \quad (167)$$

где  $k$  – коэффициент, устанавливающий испытательное давление при гидравлических испытаниях в зависимости от заданного уровня долговечности трубопровода на период после испытаний;  $k = 0,8$  для бесшовных труб и 0,95 для всех остальных труб;  $\sigma_T$  – нормативный предел текучести стали трубы, МПа, принимаемый по ТУ или сертификату на трубы (принимается минимальное его значение на испытываемом участке).

Суммарное время выдержки под испытательным давлением при испытании на прочность должно составлять 24 ч при однократном нагружении.

Прочность трубопровода зависит от относительной глубины дефекта (рис. 24)  $\eta = h/\delta$ , где  $h$  – глубина дефекта;  $\delta$  – толщина стенки трубы.

Сниженное рабочее давление по результатам испытаний определяется по формуле

$$P_{раб} = \frac{P_{исп}^*}{P_{исп}} P_{раб}, \quad (168)$$

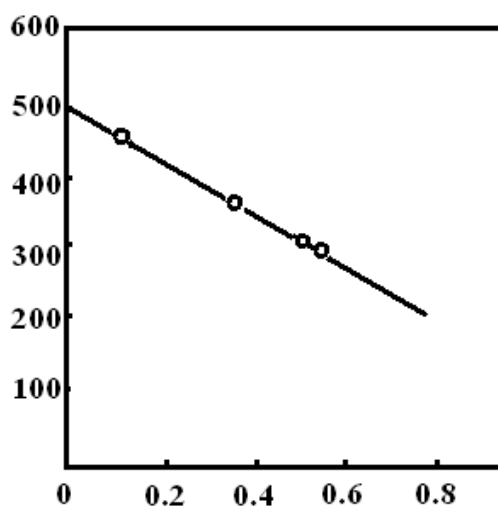
где  $P_{исп}^*$  – испытательное давление, определяемое по формуле (166);

$P_{раб}$  – проектное рабочее давление.

Перед проведением испытаний необходимо определить перечень работ, сроки их выполнения, численность персонала и необходимые для этого материально-технические ресурсы и средства.

Для проведения испытаний требуется разработать Проект производства работ (ППР), включающий в себя проект организации испыта-

ний (ПОИ) и проект производства испытаний (ППИ), сделать заявку на остановку нефтепровода и подготовить документы о предупреждении организаций, ведущих работы в зоне испытываемого участка.



*Рис. 24. Зависимость разрушающих кольцевых напряжений труб от относительной глубины дефекта*

В ПОИ указываются: технологическая схема проведения испытаний; протяженность испытываемых участков; испытательное давление; привлекаемый для испытаний персонал; даты и время начала и окончания испытаний (по участкам); точные границы участков и параметры испытаний (давление испытания на опрессовочных агрегатах, контрольное давление на постах наблюдений); время прибытия персонала на закрепленные объекты трубопровода; режимы работы и отдыха обслуживающего персонала в период испытаний и другие необходимые сведения. Технологическая схема проведения испытаний включает профиль трассы, эпюры испытательных давлений по длине трубопровода, технологические схемы трубопроводов с имеющейся и устанавливаемой арматурой, ситуационный план трассы в пределах охранной зоны, сведения о раскладке труб по трассе, эпюры давлений при предыдущих гидравлических испытаниях, границы испытываемых участков и последовательность их испытаний, места расположения постов наблюдения, наполнительных и опрессовочных агрегатов, приборов для измерения давления и температуры, места размещения бригад аварийно-восстановительных служб, схему организации оперативной связи и иные необходимые сведения и данные.

ППИ разрабатывается на основе ПОИ и должен предусматривать комплекс организационно-технических мероприятий подготовительных работ и порядок (технологию) проведения испытаний МН. Организационно-технические мероприятия включают согласование сроков и порядок испытаний нефтепровода с местными органами власти, органами

ГУ ГПС МВД РФ и Госгортехнадзора, Минприроды России, Государственной бассейновой инспекцией, с землепользователями, поставщиками и потребителями нефти, с организациями и предприятиями, эксплуатирующими сооружения и коммуникации, пересекающие МН или расположенные в пределах его охранной зоны.

В ППИ уточняются источники и места забора воды для заполнения МН, а также необходимые устройства и системы для отделения нефти от воды с последующей ее утилизацией. В ППИ также разрабатываются мероприятия по укомплектованию рабочих бригад инженерно-техническими кадрами, по обеспечению служб техническими средствами: транспортом, ремонтными механизмами, агрегатами, инструментами, а также средствами связи, необходимыми материалами, приспособлениями для безопасного ведения работ и т. п.

Испытания предусматривают следующие этапы:

1. Освобождение нефтепровода от нефти и очистку его полости от отложений перед испытаниями.
2. Заполнение испытываемого участка водой магистральными насосами НПС или наполнительными агрегатами.
3. Повышение давления в трубопроводе до испытательного опрессовочными агрегатами.
4. Выдержка МН под испытательным давлением и наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды.

В процессе выдержки под испытательным давлением может наблюдаться изменение температуры воды и стенки трубы, вследствие этого будет изменяться давление в трубопроводе.

Чтобы определить причину падения давления из-за неплотности трубопровода или влияния температурного фактора, найдем зависимость между изменением давления и температурой в трубопроводе.

При изменении температуры на  $\Delta t = t_2 - t_1$  происходит:

- увеличение (уменьшение) объема за счет удлинения (сжатия) металла трубы  $\Delta V_M^+ = V_{mp} 2\alpha \Delta t$ ;
- увеличение (уменьшение) объема воды из-за температурного расширения  $\Delta V_s^+ = V_s \beta_s \Delta t$ .

Если  $\Delta V_s^+ > \Delta V_M^+$ , то происходит увеличение давления в трубопроводе на величину  $\Delta p_t$ , и соответственно увеличение объема трубопровода за счет упругих свойств металла:

$$\Delta V_s^+ = V_{mp} \frac{\Delta p D}{\sigma E}.$$

В свою очередь, объем воды уменьшится на величину

$$\Delta V_{\text{с}} = V_{\text{мп}} \Delta p C.$$

Из равенства объемов

$$V_{\text{мп}} \frac{\Delta p D}{\sigma E} = (-2\alpha \Delta t + \beta_t \Delta t - \Delta p C) V_{\text{мп}}$$

найдем:

$$\Delta p = \frac{(\beta_t - 2\alpha) \Delta t}{\frac{D_{\text{вн}}}{\sigma E} + C},$$

где  $\Delta p$  – изменение давления;  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;  $t_1$  – температура воды в трубопроводе в начале опрессовки;  $t_2$  – температура воды в трубопроводе в конце опрессовки;  $\beta_t$  – коэффициент температурного расширения воды (объемный);  $\alpha$  – коэффициент температурного расширения стали (линейный);  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода;  $C$  – коэффициент объемного сжатия воды ( $45 \cdot 10^5 \text{ МПа}^{-1}$ );  $E$  – модуль упругости металла ( $2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ ).

Коэффициенты  $\alpha$ ,  $C$  и  $E$  в области температур и давлений, при которых испытывается трубопровод, можно считать постоянными.

Коэффициент  $\beta_t$ , для воды зависит от температуры и может быть вычислен по формуле:

$$\beta_t = \left[ \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1} \right] \cdot 10^{-5}.$$

Температуру воды на испытываемом участке МН необходимо измерять не менее чем в трех точках, которые желательно равномерно располагать по длине участка. Средняя температура воды на участке определяется как среднеарифметическое из всех показаний.

Изменение испытательного давления, вследствие охлаждения (нагрева) воды, может быть компенсировано ее подкачкой (сбросом).

Гидравлические испытания трубопровода должны быть прерваны и давление снижено до 0,5 от уровня рабочего давления на данном участке МН в случаях:

- резкого падения давления на испытываемом участке МН;
- подъема давления на участках, соседних с испытываемым;
- обнаружения выхода воды;
- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Выявленные при испытаниях дефекты должны быть устранены в порядке, предусмотренном действующими нормативными документами.

Результаты гидравлических испытаний МН на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытаний

не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и в местах приварки патрубков не обнаружено течи и отпотин.

О проведении гидравлических испытаний каждого из участков МН составляется акт, к которому прилагаются:

- график режима испытаний участка МН с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний (рис. 25);
- диаграммы с записью в непрерывном режиме давления и температуры воды при испытаниях и соответствующие выписки из журналов наблюдений;
- акты на устранение выявленных дефектов и повреждений.

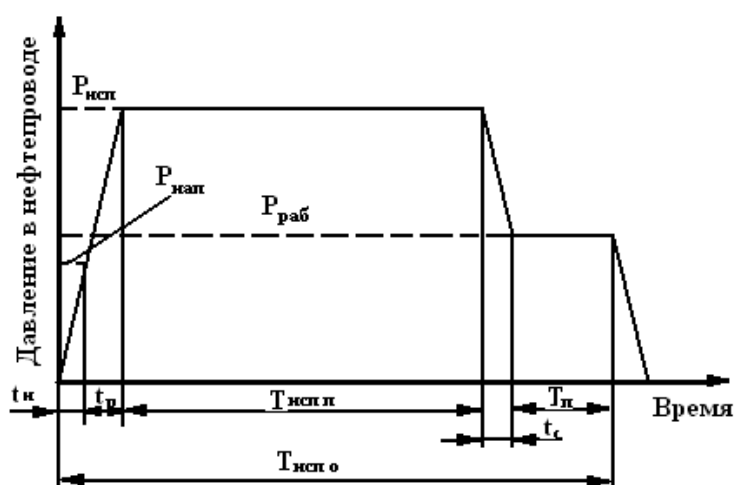


Рис. 25 График режима испытаний участка нефтепровода:

$t_n$  – время заполнения участка водой;  $t_p$  – время начального подъема давления до  $p_{исп}$ ;  $T_{исп.п}$  – время испытания постоянным давлением  $p_{исп}$ ;  $t_c$  – время снижения давления до  $p_{раб}$  в конце испытания;  $T_o$  – время, необходимое для осмотра трассы нефтепровода, но не менее 12 ч

Меры безопасности при проведении гидравлических испытаний должны быть отражены в документации. В частности, при испытаниях устанавливается охранная зона по 100 м в обе стороны от оси трубопровода. Размещение людей, механизмов и оборудования в охранной зоне запрещается.

#### 4.5. Оценка работоспособности и аттестация линейной части магистральных нефтепроводов

Основная цель **оценки работоспособности и аттестации** линейной части магистрального нефтепровода заключается в установлении допустимого рабочего давления и срока, в течение которого гарантируется целостность и безопасная работа нефтепровода при нормативных внутренних и внешних нагрузках. Срок безопасной работы ограничен временем развития дефектов (трещины, коррозионные повреждения) до



критических размеров. Для своевременного выявления и устранения дефектов до того, как их параметры достигнут критических размеров, требуется периодическое обследование магистральных нефтепроводов.

Установление периодичности диагностики (в том числе внутритрубной) основано на принципе обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода. Сроки проведения повторных пропусков ВИП определяются в результате оценки остаточного ресурса труб по следующим критериям.

Периодичность пропуска дефектоскопов типа MFL, CD и периодичность проведения АЭД спирально-шовных труб устанавливается по критерию прогнозируемой цикличности нагружения, приводящей к развитию трещины от ее начального состояния (не обнаруживаемого при диагностике) до 70 % от толщины стенки трубы (максимально допустимая величина).

Периодичность пропуска дефектоскопа типа WM устанавливается по двум критериям:

- по критерию достижения глубины коррозионного дефекта 50 % толщины стенки трубы;
- по критерию перехода коррозионных дефектов в категорию первоочередного ремонта.

Последовательность действий при определении исходных данных и соответствующие функциональные зависимости для расчетов периодичности проведения диагностики определены нормативными документами.

Допустимое рабочее давление устанавливается путем сравнительного анализа фактической и проектной несущей способности трубопровода; значений давления, достигнутого при ранее проведенных гидравлических испытаниях и давлений гидравлического испытания, установленных проектом (или нормативными документами).

Если фактическая несущая способность нефтепровода и фактические давления гидравлических испытаний соответствуют проектным, то рабочее давление на выходе НПС также принимается равным проектному. В противном случае допустимое рабочее давление на выходе НПС рассчитывается с учетом фактической несущей способности трубопровода, эпюры максимальных рабочих давлений для возможных условий эксплуатации и реологических свойств нефти (кинематическая вязкость, плотность). Разрабатываются и реализуются специальные мероприятия, связанные с устранением лимитирующих (имеющих несущую способность ниже проектной) секций и обеспечением проектной пропускной способности нефтепровода.

Срок до следующей аттестации определяется как максимальное значение из расчетных сроков проведения диагностики плюс 1 год.

До проведения аттестации необходимо:

- провести комплексное диагностическое обследование участка внутритрубными инспекционными приборами типа Ультраскан WM, магнитный дефектоскоп MFL и Ультраскан CD и приборами, выявляющими дефекты в спиральных сварных швах (например, на основе метода акустической эмиссии);
- устранить все дефекты первоочередного ремонта (ПОР);
- устранить все дефекты и временные ремонтные конструкции, допустимый срок эксплуатации которых завершается к планируемой дате аттестации и в межаттестационный период;
- провести комплексное обследование противокоррозионной защиты с обязательным измерением защитных потенциалов и установлением причин возникновения и роста коррозии;
- обеспечить работоспособность предохранительных клапанов на приемном трубопроводе НПС с резервуарным парком; систем сглаживания волн давления на промежуточных НПС, предусмотренных проектом нефтепровода.

Специфические особенности возникают при аттестации участков нефтепроводов с ограниченными возможностями проведения внутритрубной диагностики (с подкладными кольцами на поперечных стыках, с различными проходными сечениями труб, труб малого диаметра, с недостаточными объемами перекачки и т. д.). Для аттестации таких МН необходимо:

1. При расчете несущей способности трубопровода фактическую толщину стенки труб принимать по исполнительной документации.
2. Заменить секции труб нефтепровода, эпюра несущей способности которых находится ниже линии проектного гидроуклона.
3. По исполнительной документации определить и заменить трубы, изготовленные по ТУ-14-3-602-77 и из сталей марок 14ХГС, 19Г, и «Ц», у которых истекает допустимый срок эксплуатации.
4. Заменить участки на переходах через реки, железные дороги и автодороги с твердым покрытием (или, если это возможно для указанных участков, провести комплексное диагностическое обследование дефектоскопами трех типов с применением временных камер).
5. Провести АЭД. Выявленные при этом дефекты должны быть устранены.
6. Провести гидравлические испытания.
7. Устранить все дефекты и временные ремонтные конструкции, допустимый срок эксплуатации которых завершается к планируемой дате аттестации и в межаттестационный период.

8. Провести комплексное обследование противокоррозионной защиты с обязательным измерением защитных потенциалов и установлением причин возникновения и роста коррозии.
9. Обеспечить работоспособность предохранительных клапанов на приемном трубопроводе НПС с резервуарным парком; систем сглаживания волн давления на промежуточных НПС, предусмотренных проектом нефтепровода.  
Допустимое рабочее давление на выходе НПС устанавливается по результатам гидравлических испытаний.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гнеденко В.В., Хинчин А.Я. Элементарное введение в теорию вероятностей. – М.: Наука, 1976. – 118 с.
2. Перроте А.И., Сторчак М.А. Вопросы надежности РЭА. – М.: Советское радио, 1976. – 94 с.
3. Леонтьев И.А., Журавлев И.Г. Основы надежности системы добычи газа. – М.: Недра, 1975. – 140 с.
4. Ясин Э.М., Березин В.Л., Расщепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1972. – 132 с.
5. Александров А. В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. – М.: Недра, 1974. – 153 с.
6. Дубинский Н.М. Надежность систем газоснабжения. – Киев: Техника, 1970. – 96 с.
7. Бобровский С.А., Щербаков С.Г. и др. Трубопроводный транспорт газа. – М.: Наука, 1976. – 188 с.
8. Кац Л., Линковский Ж. Некоторые вопросы исследования надежности трубопроводов ВНИИЭгазпром. – М.: Экспресс-информация. – 1970. – № 23. – С. 15–28.
9. Зиневич А.М. Научно-техническое обеспечение надежности сооружения линейной части магистральных трубопроводов. – М.: Информнефтегазстрой, 1984. – 132 с.
10. Харионовский В.В., Родин В.П. Вопросы надежности и живучести магистральных трубопроводов как линейных систем // Вопросы надежности газопроводных конструкций: сб. научных трудов. – М.: ВНИИГаз, 1993. – 125 с.
11. Рождественский В.В. и др. Работоспособность линейной части трубопроводов. НТО. Проектирование и строительство трубопроводов и газопромысловых сооружений. ВНИИЭгазпром. – М., 1973. – 108 с.
12. Демченко В.Г. Повысить надежность ответственных узлов магистральных трубопроводов // Строительство трубопроводов. – М., 1984. – № 8. – С. 28–45.
13. Закроевский В.С., Дьяконов Л.А. Эксплуатация газопроводов на подрабатываемых территориях. – М.: Недра, 1975. – 114 с.
14. Анучкин М.П. Прочность сварных магистральных трубопроводов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 115 с.

15. Демченко В.Г. Явления местной потери устойчивости магистральных трубопроводов // Строительство трубопроводов. – М., 1975. – № 10. – С. 13–26.
16. Демченко В.Г. Возможные причины продольных разрушений газопроводов // Строительство трубопроводов. – М., 1977. – № 4. – С. 12–18.
17. Демченко В.Г., Демченко Г.В. Исследование процесса продольного разрушения газопроводов / ИРЦ Газпром. Обз. информации. Сер.: Транспорт и подземное хранение газа. – М., 1994. – 160 с.
18. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 118 с.
19. Болотин В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1984. – 156 с.
20. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: Недра, 2000. – 467 с.
21. Когаев В.П., Махутов Н.А., Гусенков А.П. Расчеты деталей машин на прочность в машиностроении. – М.: Машиностроение, 1985. – 248 с.
22. Надежность технических систем: справочник / под редакцией И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 180 с.
23. Фомин В.Н. Нормирование показателей надежности. – М: Издательство стандартов, 1986. – 200 с.
24. ГОСТ 27.002–89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения». – 150 с.

Учебное издание

Рудаченко Александр Валентинович  
Байкин Сергей Сергеевич

## ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Научный редактор  
доктор технических наук,  
профессор

*Л.А. Саруев*

Редактор

*А.Н. Серебренникова*

Верстка

*В.П. Аршинова  
К.С. Чечельницкая*

Дизайн обложки

*О.Ю. Аршинова  
О.А. Дмитриев*

Подписано к печати 03.09.2008. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».


Печать XEROX. Усл.печ.л. 6,86. Уч.-изд.л. 6,21.

Заказ 7••. Тираж •00 экз.



Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Томского политехнического университета сертифицирована  
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.