

Министерство нефтяной промышленности  
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ ТИПОВОГО СОСТАВА РАЗДЕЛОВ  
"ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ" В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА  
МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ  
РД 39-ОІ47І03-349-86

Министерство нефтяной промышленности  
ВНИИСПНефть

УТВЕРЖДЕН  
начальником Главтранснефти  
В.Д.Черняевым  
27 июня 1986 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ ТИПОВОГО СОСТАВА РАЗДЕЛОВ  
"ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ" В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА  
МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ  
РД 39-0147103-349-86

Настоящий руководящий документ посвящен вопросам обоснованного выбора номенклатуры нормируемых показателей надежности объектов и системы магистрального нефтепровода с учетом последних достижений в решении прикладных задач теории надежности в отрасли нефтепроводного транспорта.

Для инженерной оценки уровней надежности объектов магистрального нефтепровода разработана соответствующая Инструкция. В Инструкции рассмотрены наиболее распространенные способы прокладки нефтепроводов - подземная прокладка в различных грунтовых и природно-климатических условиях.

Разработка настоящего документа - первый этап в создании единого руководящего документа, устанавливающего подход к оценке надежности и методы ее расчета.

Руководящий документ разработан в лаборатории исследования надежности магистральных нефтепроводов кандидатами технических наук Л.С.Масловым, А.В.Росляковым с участием младших научных сотрудников Н.М.Никаноровой и Н.Ж.Халезовой.

Расчеты показателей надежности могут быть выполнены согласно Инструкции вручную и с применением ЭВМ. С этой целью для второго способа авторским коллективом в составе зав.производственным отделом ВЦ Арслановой Л.Г., инженера ВЦ Михеевой В.В., м.н.с. Халезовой Н.Ж., с.н.с.Рослякова А.В. разработано "Программное обеспечение комплекса задач по оценке показателей надежности объектов магистрального нефтепровода при проектировании", которое оформлено отдельным документом.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Руководство по разработке типового состава разделов  
"Показатели надежности" в проектной документации на  
магистральные нефтепроводы  
РД 39-0147103-349-86

Срок введения с I.Ю.86г.

Срок действия до I.Ю.89г.

Настоящий руководящий документ предназначен для проектных организаций, занимающихся проектированием (реконструкцией) технологической системы магистрального нефтепровода (МН).

Методологическая база настоящего документа распространяется на проектирование (реконструкцию) технологической системы - магистрального нефтепродуктопровода (МНП) и эксплуатацию МН и МНП.

Разработанный руководящий документ базируется на принципе преемственности и системном подходе, он обобщает основные предшествующие руководящие документы, предназначенные для решения отдельных аспектов проблемы обеспечения надежности МН и МНП при их проектировании и эксплуатации.

Руководящий документ устанавливает номенклатуру нормируемых показателей надежности МН и МНП и позволяет обеспечить управление надежностью МН и МНП на стадиях их проектирования и эксплуатации.

Руководящий документ дополняется вспомогательным документом "Инструкция для оценки показателей надежности объектов магистрального нефтепровода при проектировании", который устанавливает методы количественной оценки выбранных показателей надежности.

## 1. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1.1. Надежность объекта магистрального нефтепровода (МН) - свойство выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей (производительность и т.п.) в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов и т.д.

1.1.1. Надежность - комплексная характеристика, которая в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации, может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость в отдельности или определенное сочетание этих свойств как для объекта, так и для его частей.

1.2. С позиций системного подхода выделяются три уровня надежности МН:

надежность конструкции;

надежность функционирования;

надежность технологического процесса.

1.2.1. Надежность конструкции объекта МН - свойство сохранять устойчивость качества по отношению ко всем возможным возмущениям, которые могут встретиться при изготовлении исходных материалов, оборудования, изделий; проектировании, сооружении, включая транспортные операции, полезном функционировании, техническом обслуживании, ремонте и восстановлении от отказов.

1.2.2. Надежность функционирования объекта МН - свойство как системы обеспечивать устойчивое выполнение возложенных на него функций на плановых уровнях.

1.2.3. Надежность МН как технологической системы - свойство находиться в работоспособном состоянии при установленной наработке в соответствии с требованиями нормативно-технической

документации и регламентированными условиями производства - функционирования.

I.3. На практике установление классификации уровней надежности МН должно базироваться на критерии отказа.

I.3.1. Для надежности конструкции МН критерием отказа является достижение предельного состояния, сопровождающееся разрушением объекта МН.

I.3.2. Для надежности функционирования МН критерием отказа является снижение качества функционирования, обусловленное повреждением объекта МН.

I.3.3. Для надежности МН, как технологической системы, критерием отказа является нарушение (снижение или увеличение) качества или ритма его функционирования.

I.3.4. Под качеством функционирования МН понимается характеристика обеспечения заданной производительности перекачки.

I.3.5. Под ритмом функционирования МН понимается характеристика стабильности функционирования (производительности перекачки) в произвольный момент времени.

I.4. Показатели надежности объекта МН, включаемые в технический проект, следующие.

I.4.1. Показатели надежности конструкции:

вероятность безотказной работы;

параметр потока отказов;

наработка на отказ (назначенная или установленная);

ресурс (назначенный или установленный).

I.4.2. Показатели надежности функционирования:

интегральный показатель качества функционирования - отношение производительности реального объекта (системы) МН к производительности абстрактного объекта (системы), полностью работоспособного с номинальными значениями всех параметров;

эквивалентное время простоя;  
коэффициент технического использования.

1.4.3. Показатели надежности МН как технологической системы:  
вероятность выполнения задания (одновременно по показателям качества и ритма);

среднее время выполнения установленного задания (фонд рабочего времени).

1.5. Классификация объектов МН по уровням надежности предлагается в следующем виде.

1.5.1. Надежность конструкции:

трубы, арматура, детали насосов и электродвигателей, резервуары;

линейная часть МН между соседними насосно-перекачивающими станциями (НПС), насосы;

НПС, МН.

1.5.2. Надежность функционирования:

ЛЧ и головная НПС (без резервуарного парка (РП) и с (РП); МН (без промежуточных РП (ПРП) и с ПРП).

1.5.3. Надежность МН как технологической системы:

совокупность комплекса объектов, именно промысел-МН-потребитель (нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), пункт отгрузки).

1.6. Классификация показателей надежности конструкции по объектам МН предлагается в следующем виде.

1.6.1. Надежность конструкции элементов МН (труб, деталей насосов и т.п.);

выработка на отказ (назначенная и установленная);

ресурс (назначенный или установленный).

Примечание: под "установленными" понимаются показатели надежности, которые должны обеспечиваться для каждого элемента МН при условии соблюдения правил эксплуатации, Под "назначенными"

понимается показатели надежности, которые должны обеспечиваться независимо от состояния элементов МН и при достижении которых эксплуатация элементов должна быть прекращена.

1.6.2. Надежность конструкции объектов МН (ЛЧ, насосы, МН):  
вероятность безотказной работы;  
параметр потока отказов.

1.7. Оценка надежности конструкции на этапе проектирования позволяет установить надежность объекта МН в начальный момент времени эксплуатации, т.е. характеристику запаса прочности в конструкции.

1.7.1. Оценка надежности конструкции на этапе эксплуатации позволяет установить степень снижения надежности объектов МН и предусмотреть мероприятия по ее повышению (восстановлению).

1.8. Оценка надежности функционирования на этапе проектирования позволяет на научной основе планировать процесс перекачки и обосновать мероприятия по его обеспечению.

1.8.1. Оценка надежности функционирования на этапе эксплуатации дает информацию для управления процессом перекачки по МН и создает предпосылки для обеспечения гарантированного выполнения задания.

1.9. Оценка надежности технологического процесса на этапе проектирования позволяет построить стратегии управления в смежных отраслях народного хозяйства, выбрать мероприятия по обеспечению надежности функционирования технологического комплекса (промысел-МН-НПЗ), например, резерв производительности.

1.9.1. Оценка надежности технологического процесса на этапе эксплуатации позволяет контролировать расход резерва по производительности.

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ПО ВОПРОСАМ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕУТЕПРОВОДОВ

2.1. Для оценки надежности конструкции должны использоваться следующие документы:

Р 301-77 [3], РД 39-30-168-79 [9] (дополняет [3] в части математических соотношений для установления предельного состояния), методика [17] (должна служить основой для расчетов, установленных показателей надежности объектов МН).

2.2. Для оценки надежности функционирования МН должны использоваться следующие руководящие документы:

РД 39-1-62-78 [4], РД 39-30-112-78 [8], РД 39-30-494-80 [11], РД 39-30-616-81 [13].

2.3. Для оценки потенциала системы технического обслуживания и ремонта МН должен использоваться руководящий документ РД 39-30-721-82 [15].

2.4. Для решения технико-экономических задач обеспечения надежности МН на этапе проектирования должны использоваться следующие руководящие документы:

РД 39-30-107-78 [7], РД 39-30-298-79 [10], РД 39-30-494-80 [11].

2.5. Для оценки надежности МН, как технологической системы, должны использоваться следующие руководящие документы:

РД 39-30-539-81 [12], инструкция [16].

2.6. Решения терминологических и организационных вопросов обеспечения надежности МН, получаемые на стадии их проектирования, должны базироваться на следующих стандартах:

ГОСТ 27.002-83 [1], ГОСТ 22954-78 [5], ГОСТ 27.203-83 [6], ОСТ 39.130-81 [14].

2.6.1. В качестве дополнительных к перечисленным руководящим документам и стандартам рекомендуются следующие:

методика [18], проект ОСТ [19], [20].

2.7. Нормативный документ СНиП 2.05.06-85 [2] является основополагающим при проектировании МН, документы, перечисленные в пп.2.1 - 2.6.1, должны дополнять его в плане обеспечения надежности МН.

### 3. ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

#### 3.1. Общие положения

3.1.1. Настоящая Инструкция устанавливает единство методов выбора, расчета оптимизации и включения показателей надежности МН в целом и его элементов в проектную документацию.

3.1.2. В основу Инструкции положена следующая классификация основных показателей надежности по объектам МН и уровням надежности.

Таблица 3.1.1.

Классификация показателей надежности

Уровень надежности	Свойства надежности		Показатели надежности		Объекты МН	
	Единиц.	Комплексо.	1	2		
1	2	3	4	5		
I. Надежность конструкции	безотказность		1) Назначенная или установленная наработка (ресурс)	2) Вероятность безотказной работы	3) Параметр потока отказов	Трубы, арматура, детали насосов и т.п. (изделия) Линейные участки, насосы, НПС Линейные участки, насосы, НПС (подсистема)

I	2	3	4	5
II. Надежность функционирования		безотказность и ремонтпригодность	Эквивалентное время простоя, коэффициент готовности, показатель качества функционирования	Линейная часть, МН, НПС, МН в целом (система)
III. Надежность технологической системы		безотказность, ремонтпригодность, долговечность, сохран.	Реглярность выполнения задания	Комплекс: промысел МН-НПС (пункт отгрузки) (большие системы энергетики)

3.1.3. При разработке "Инструкции для оценки показателей надежности объектов магистрального нефтепровода при проектировании" максимально использован принцип преемственности, т.е. использование полученных ранее результатов по обеспечению качества и надежности при проектировании МН, а также других систем энергетики.

3.1.4. При проектировании МН с учетом надежности должны быть выполнены следующие работы, предусматриваемые в Инструкции :

определение типов элементов (объектов), которые могут найти применение на МН;

установление режимов использования элементов в системе;

согласование требований к надежности объектов МН (например, о использовании [IЗ] );

согласование конструктивно-технологических параметров МН (на базе ТЭО и ТП);

установление резервных элементов и норм на них (например, о использовании [II] );

анализ условий эксплуатации и установления стабилизирующих факторов, которые могут нарушить работу МН, определение нор-

мативов по фонду рабочего времени, формируемого с учетом компенсации влияния дестабилизирующих факторов;

выполнение расчета надежности МН, как конструкции; выполнение расчета надежности функционирования МН; выполнение расчета надежности МН, как технологической системы (по настоящей Инструкции).

Выполнение этого комплекса работ будет способствовать конкретной формулировке требований к качеству функционирования МН, повышению качества их проектирования и, как следствие, к установлению рационального объема материально-технических ресурсов, выделяемых на строительство спроектированного МН.

### 3.2. Порядок определения показателей надежности конструкции объектов магистрального нефтепровода

3.2.1. Причины разрушения МН - разрывы труб - начинаются с концентратора напряжений. При этом установленные нормы для концентраторов напряжений в материале сварных швов труб не удовлетворяют требованиям надежности эксплуатации.

3.2.2. Наиболее простое условие для оценки надежности конструкции объектов МН получено в [3], исходя из формулы расчета кольцевых напряжений в стенке трубы.

$$u = \left[ \tilde{\sigma} - \frac{P_{\text{исп}}(D_H - 2\delta)}{2\delta} \right] > 0,$$

случайная величина какой-либо характеристики прочности трубы, достижение которой принято за предельное состояние;

- детерминированная величина испытательного давления;
- Д и - наружный диаметр трубы - детерминированная величина вследствие своей малой статистической изменчивости;
- $\tilde{\delta}$  - случайная величина толщины стенки трубы.

3.2.3. Исходя из условия 3.2.2 вероятность безотказной работы определяется из выражения  $P(u > 0) = P\left[\tilde{R} - \frac{P_{иср}(D_H - 2\tilde{\delta})}{2\tilde{\delta}}\right] > 0$ ,

это выражение может быть линеаризовано, т.е.

$$P(u > 0) = P([\tilde{R} - \beta\tilde{\eta}] > 0)$$

3.2.4. Статистические наблюдения показывают, что распределения случайных величин  $\tilde{R}$  и  $\tilde{\delta}$  являются нормальными. Поэтому матожидание  $\bar{u}$  и дисперсия  $D_u$  распределения  $\tilde{u}$  (с учетом некоррелированности  $\tilde{R}$  и  $\tilde{\delta}$ ) выражаются:

$$\bar{u} = \bar{R} - \beta\bar{\eta}$$

$$D_u = D_R + \beta^2 D_{\eta} = S_u^2,$$

где  $\bar{u}$ ,  $\bar{R}$ ,  $\bar{\eta}$  - матожидания соответствующих случайных величин;  $S_u^2$  - стандарт (средне-квадратичное отклонение).

3.2.5. Величина  $\gamma$ , равная  $\gamma = \bar{u} S_u^{-1}$ , является характеристикой безопасности по Ржавицкому.

3.2.6. Учитывая нормальность распределения  $\tilde{u}$ , вероятность отказа для найденной величины  $\gamma$  составит:

$$q(u < 0) = \int_{-\infty}^0 f(u) du = 0,5 - \Phi(\gamma),$$

где  $\Phi$  - табулированный интеграл вероятностей.

3.2.7. Вероятность безотказной работы соответственно будет составлять:

$$P(u > 0) = 0,5 + \Phi(\gamma)$$

3.2.8. Показатели надежности конструкции элементов МН-труб, соответствующие малоцикловому характеру нагружения, получаются путем использования уравнения Нейбера и соотношения Коффина-Мэнсона [22]. Показатели надежности конструкции объектов - ли-

нейных участков большой протяженности (упругоизогнутые участки МН, линейные участки между соседними НПС и т.д. следует оценивать на базе подхода, обоснованного в [3].

3.2.9. Вероятность безотказной работы труб в [22] определяется следующим образом:

$$P = 0,5 + \Phi \left( \frac{\bar{\epsilon}_{\text{доп}} - \bar{\epsilon}_{\text{раб}}}{|B|^2 \epsilon_{\text{доп}} + |B|^2 \epsilon_{\text{раб}}} \right),$$

где  $\epsilon_{\text{доп}} = C \kappa_{\epsilon}^{-1} N_{\text{доп}}^{-m_1}$  - допустимая деформация;  $C$  - коэффициент, характеризующий пластические свойства материала труб;  $m_1$  - коэффициент, учитывающий влияние внешних условий;  $N_{\text{доп}}$  - установленная наработка на отказ в циклах;  $\epsilon_{\text{раб}}$  - деформация от рабочих (номинальных) напряжений;  $\Phi$  - интеграл Лапласа;  $\kappa_{\epsilon}$  - коэффициент концентрации деформаций.

3.2.10. Дисперсия определяется по следующей формуле:

$$B_{\text{доп}}^2 = N_{\text{доп}}^{-2m_1} \kappa_{\epsilon}^{-2} |B|_{\epsilon}^2 + N_{\text{доп}}^{-2m_1} \kappa_{\epsilon}^{-4} C^2 |B|_{\kappa_{\epsilon}}^2$$

3.2.11. С учетом соотношения 3.2.10 вероятность безотказной работы труб запишется следующим образом:

$$P = 0,5 + \Phi \left( \frac{n-1}{n^2 A_{\epsilon}^2 + n^2 A_{\kappa_{\epsilon}}^2 + A_{\epsilon_{\text{раб}}}^2} \right),$$

где  $n = \epsilon_{\text{доп}} \epsilon_{\text{раб}}^{-1}$  - коэффициент запаса по деформации;  $A$  - коэффициент изменчивости соответствующих параметров  $C, \kappa_{\epsilon}, \epsilon_{\text{раб}}$ .

3.2.12. Коэффициент концентрации деформаций определяется по формуле

$$\kappa_{\epsilon} = N_{\text{доп}}^{-m_1} C n^{-1} \epsilon_{\text{раб}}^{-1} \quad \text{или}$$

$$N_{\text{доп}} = \sqrt{C \kappa_{\epsilon}^{-1} n^{-1} \epsilon_{\text{раб}}^{-1}}$$

3.2.13. Величина установленной наработки в единицах времени определяется из соотношения

$$T_{уст} = N_{доп} N_{ср}^{-1},$$

где  $N_{ср}$  - среднее количество циклов в единицу времени (год).

3.2.14. Оценка надежности сварных соединений труб выполняется по следующим формулам [13]:

$$\alpha_B^2 = 9651 \left( \frac{\alpha}{\rho} \right)^{0,377} K_1^2(S) K_2^2(u_1),$$

$$\alpha_B = K_B K_E,$$

$$K_B = \sigma_{max} \sigma_{ср}^{-1},$$

где  $\alpha_B$  - теоретический коэффициент концентрации напряжений;

$\rho$  - радиус закругления в зоне сопряжения усиления шва с основным металлом;  $\theta$  - угол перехода шва к основному металлу;  $\alpha$  - половина ширины шва сварного соединения;  $S$  - смещения кромок по высоте сварного шва;  $u_1$  - степень овальности;  $\delta$  - толщина стенки;  $K_B$  - коэффициент концентрации напряжений.

3.2.15. Степень овальности связана с коэффициентом  $K_2(u_1)$  соотношением следующего вида [17]

$$u_1 = \frac{\delta}{3\rho} \left( \frac{K_2^2(u_1) \sigma_{ср} \delta}{\rho^* \rho} - 1 \right) \left[ 1 + 4(1 - \mu^2) \frac{\rho^*}{E} \left( \frac{\rho}{\delta} \right)^3 \right] \cdot 100\%.$$

где  $\rho^*$  - внутреннее давление;  $\rho$  - номинальный радиус срединной поверхности труб;  $\mu$  - коэффициент Пуассона;  $E$  - модуль упругости.

В ТУ на трубы величины смещения даны в % от толщины стенки, в силу чего значения  $K_1(u)$  принимают постоянную величину.

3.2.16. Теоретический коэффициент концентрации напряжений связан с учитываемыми признаками  $\rho$ ,  $S$ ,  $u_1$ ,  $\alpha$  следующей зависимостью [17].

$$\alpha_B = -0,725 - 3,757Q + 4,26S + 0,818U_1 + 0,0716A$$

3.2.17. Оптимизация значений показателя качества сварных швов труб по критерию надежности выполняется по следующей целевой функции [17]:

$$U = \varepsilon = f[\alpha_B(a, b, \theta, \rho, S, U_1)]$$

Оптимальное значение целевой функции 4.17 достигается при

$$U = \varepsilon_{\text{доп}} = f[\alpha_{B\text{доп}}(a, b, \theta, \rho_{\text{min}}(\varepsilon_{\text{доп}}), S, U_1)],$$

где  $\varepsilon_{\text{доп}}$  - допускаемая деформация в локальных зонах металла труб.

Оптимизация геометрических параметров продольных сварных швов труб осуществляется следующим образом: определяется допустимая величина  $\varepsilon_{\text{доп}}$  ( $\alpha_{B\text{доп}}$ ); при фиксированных  $a, b, \theta, S, U_1$ , принятых на основании отработанной технологии изготовления труб, находится  $\rho_{\text{min}}(\varepsilon_{\text{доп}})$ , оптимизирующее  $U$ .

3.2.18. Связь между показателями качества и надежности труб задается следующим выражением [17]:

$$\bar{\alpha}_{B\text{доп}} = \left[ \frac{N_{\text{доп}}^{-m_1} \bar{\chi} \cdot K_B}{n_\varepsilon \bar{\varepsilon}_{\text{роб}}} - \bar{\varepsilon}_{\text{роб}} (n_\varepsilon^2 A_\chi^2 + n_\varepsilon^2 A_{K_B}^2 + A_{\varepsilon_{\text{роб}}}^2) \right]$$

Для случая нормального распределения  $\varepsilon_{\text{доп}}$  и  $\varepsilon_{\text{роб}}$  устанавливается связь между уровнем деформации и надежностью следующего вида:

$$\Phi[U_\varepsilon(n_\varepsilon)] = P_n(N_{\text{доп}}) - 0,5$$

$$\alpha_{B \text{ min}}(\varepsilon_{\text{доп}}) = \bar{\alpha}_{B\text{доп}} - U_\varepsilon / b / \alpha_B,$$

где  $b / \alpha_B$  - среднеквадратичное отклонение определяется с учетом некоррелированности  $\chi, K_B, \varepsilon_{\text{роб}}$  по следующей формуле:

$$\frac{N_{\text{доп}}^{-m_\varepsilon} \bar{K}_B / b / \chi^2}{n_\varepsilon \cdot \bar{\varepsilon}_{\text{роб}}} + \frac{N_{\text{доп}}^{-m_\varepsilon} \bar{\chi} \cdot K_B}{n_\varepsilon \cdot \bar{\varepsilon}_{\text{роб}}} / b / \varepsilon_{\text{роб}}^2 + \frac{N_{\text{доп}}^{-m_\varepsilon} \bar{\chi}}{n_\varepsilon \cdot \bar{\varepsilon}_{\text{роб}}} / b / K_B^2$$

### 3.3. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием марковских моделей

3.3.1. Определяются основные задачи, решаемые системой МН. Система МН представляется как совокупность взаимосвязанных, совместно функционирующих элементов.

3.3.2. В качестве элементов для рассматриваемого МН выделяются нефтеперекачивающие станции (НПС), линейные участки - ЛУ (под линейным участком МН подразумевается собственно трубопровод между резервуарными парками), резервуарные парки (РП).

3.3.3. Определяются основные физические состояния  $i = 1, 2, \dots$  системы МН с учетом возникновения возможных отказов элементов.

Состояние элементов в любой момент времени  $t$  описывается функцией вида:

$$X(t) = \begin{cases} 1, & \text{если элемент в момент } t \text{ находится в} \\ & \text{работоспособном состоянии;} \\ 0, & \text{если элемент в момент } t \text{ находится в} \\ & \text{неработоспособном состоянии.} \end{cases}$$

Для НПС рассматривается полный отказ  $X(t) = 0$ , вызванный отказом энергоснабжения или вспомогательного оборудования.

Полный отказ головной нефтеперекачивающей станции приводит к остановке участка нефтепровода, на котором расположена станция.

Полный отказ промежуточной перекачивающей станции уменьшает производительность перекачки на данном участке в  $\frac{1}{\sqrt{2}}$  раз.

Отказ линейной части МН приводит к остановке перекачки на данном участке.

Резервуарные парки несут функцию резерва, т.е. в случае отказа элементов одного участка, частично или полностью компен-

обнаружат снижение производительности смежных с отказавшим участком.

3.3.4. Определяются вероятности пребывания участка системы МН в возможных состояниях. Для элементов МН интенсивности потоков событий, переводящих элементы из одного состояния в другое состояние, характеризуются показательным законом распределения.

Возможным состоянием  $n$ -го участка с  $m$  станциями соответствует граф состояний (Рис.3.3.1).

Переходы между состояниями изображаются при помощи стрелок. Против каждой стрелки отмечаются интенсивности потока событий, переводящие систему из одного состояния в другое.

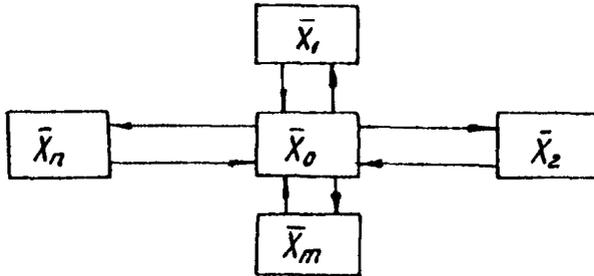


Рис.3.3.1 Схема состояний участка МН,

где  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_m = \lambda_{\text{НПС}}$  - интенсивности потоков отказов и восстановления НПС;

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_m = \mu_{\text{НПС}}$$

$\lambda_n = \lambda_{\text{лч}}$  - интенсивности потоков отказов  
и восстановления линейной части.

$$\mu_n = \mu_{\text{лч}}$$

3.3.5. В соответствии с исследованиями, проведенными в институте ВНИИСПТнефть, значения интенсивности отказов и среднего времени восстановления линейной части нефтепровода в зависимости от почвенно-климатических зон пролегания, диаметра и времени эксплуатации для нефтепроводов  $\delta$  720-1220 мм за период 1976-1981 гг. принимаются согласно данным таблицы 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Категория зон	Показатели надежности нефтепроводов		Интенсивность отказов, 1/год · 1000 км	Среднее время восстановления, час	
	Количество отказов				
	общее	по диаметрам			
I	188	720	115	2,25	29
		820	34	1,20	35
		1020	11	0,38	46
		1220	28	0,68	40
II	22	1020	22	5,26	13
		720	47	9,47	8
III	47	720	8	1,95	-
		820	6	0,88	69
		1020	10	1,34	50
IV	48	1220	24	1,00	75

Категория почвенно-климатических зон пролегания нефтепровода определяется следующим образом:

I категория (равнинно-холмистая), базисная:

УМН "Дружба", Урало-Сибирское УМН, Северо-Западное УМН, Приволжское УМН, Транссибирское УМН, Приднепровское УМН, Верхне-Волжское УМН, Черноморское УМН.

II категория (пустынная; полупустынная):

Туркменское УМН, Южное УМН, Западно-Казахстанское УМН.

III категория (гористая):

Закавказское УМН, Северо-Кавказское УМН, Грузинское УМН.

IV категория (болотистая):

УМН Западной и Северо-Западной Сибири, Северное УМН, УМН Центральной Сибири.

Отдельные магистральные нефтепроводы УМН или их участки могут классифицироваться в зависимости от условий их пролегания,

по соответствующим перечисленным категориям.

3.3.6. Согласно данным ВНИИСПНефть, для НПС принимаются следующие показатели надежности (см.таблицу 3.3.2).

Таблица 3.3.2

## Показатели надежности НПС

Объекты НПС	Параметры потока отказов			Время восстановления		
	$\lambda$	$\lambda_{ср}$	$\bar{\lambda}$	$\tau_{в}$	$\tau_{ср}$	$\bar{\tau}_{в}$
Система энергоснабжения	0,00125	0,0015	0,002	1	3	5
Общестанционные установки, система ответственных нужд, автоматная защита и т.д.	0,002	0,00035	0,0005	0,5	1,0	1,5

3.3.7. Значение среднего времени восстановления линейной части нефтепровода  $\tau_{в,лч}$  определяется диаметром нефтепровода и может быть принято согласно таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3

## Время восстановления линейной части нефтепровода

Д, мм	$\tau_{в,лч}$ , час
530	26
720	30
820	38
1020	43
1220	51

3.3.8. Для каждой задачи определяется количественная мера результатов функционирования - характеристика качества функционирования  $\Phi(t)$  [4].

Для задачи транспортирования нефти характеристикой качества функционирования МН является величина транспортной работы по пе-

ремещения нефти в единицу времени

$$\Phi_t = \Phi(t) = \sum_{n=1}^K q_n(t) l_n,$$

где  $q_n$  - производительность  $n$ -го участка;

$l_n$  - протяженность  $n$ -го участка;

$n$  - количество участков МН.

3.3.9. Определяются значения характеристик качества функционирования  $[\Phi_i]_i$ , соответствующие основным физическим состояниям.

3.3.10. Определяются вероятности  $\rho_i(t)$  пребывания системы МН в основных физических состояниях в момент времени  $t$ .

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда все элементы находятся в исправном состоянии, определяется по формуле:

$$\rho_0 = (1 + m \frac{\lambda m}{\mu m} + \frac{\lambda n}{\mu n})^{-1},$$

где  $m$  - количество НПС на участке;

$\mu m$  - интенсивность потока восстановления НПС;

$\mu n$  - интенсивность потока восстановления ЛЧ,

$$\mu n = \tau_{б,лч}^{-1}$$

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда отказала одна из станций, определяется по формуле

$$\rho_m = \rho_0 \lambda_m \mu_m^{-1}$$

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда отказал линейный участок, определяется по формуле

$$\rho = \rho_0 \lambda_n \mu_n^{-1}$$

3.3.11. Определяется показатель качества функционирования системы МН:

$$\Phi(t) = M\Phi_i = \sum_{i=1}^N \rho_i(t) [\Phi_i],$$

где  $M$  - знак математического ожидания;

$N$  - общее число состояний.

3.3.12. Определяется показатель качества функционирования для идеального МН

$$\Phi_0(t) = \Phi_0 = \sum_{i=1}^N P_{0i}(t) [\Phi_{0i}] ,$$

где  $P_{0i}$  - вероятность пребывания системы в состоянии, когда все элементы находятся в исправном состоянии;

$\Phi_{0i}$  - характеристика качества функционирования, определяемая при условии, что рассматриваемые элементы МН являются абсолютно безотказными.

3.3.13. Мгновенный показатель надежности МН определяется по формуле

$$R(t) = \Phi(t) \Phi_0^{-1}(t)$$

3.3.14. Определение показателей надежности системы МН в целом с учетом компенсирующей роли РП производится согласно методу, изложенному в [4].

Эквивалентное время восстановления  $n$ -го участка МН определяется по формуле

$$\tilde{\tau}_{\Sigma n} = \tilde{\mu}_n^{-1} = \lambda_{\Sigma n}^{-1} (\lambda_{\text{МЧ}n} \cdot \tau_{\text{МЧ}n} + \lambda_{\text{НПС}} \cdot \tau_{\text{НПС}}) ,$$

где  $\tilde{\mu}_n$  - эквивалентная интенсивность потока восстановления  $n$ -го участка;

$\lambda_{\text{МЧ}n}, \tau_{\text{МЧ}n}$  - интенсивность потока отказов  $n$ -го участка и время восстановления  $n$ -го участка.

Суммарная интенсивность потока отказов  $n$ -го участка определяется по формуле

$$\lambda_{\Sigma n} = \lambda_{\text{НПС}} \cdot m + \lambda_{\text{МЧ}n} ,$$

где  $m$  - количество НПС на участке МН.

Эквивалентная интенсивность потока отказов  $n$ -го участка определяется по формуле

$$\tilde{\lambda}_n = (1 - R_n) R_n^{-1} \tilde{\mu}_n,$$

где  $R_n$  - показатель надежности  $n$ -го участка.

3.3.15 Показатель надежности системы МН, состоящей из  $K$  участков и  $(K-1)$  РП, определяется по формуле

$$R = 1 - [(1 - R_K) + \Psi_{K-1, K} (1 - R_{K-1})],$$

где  $R_K$  - показатель надежности  $K$ -го участка МН;

$R_{K-1}$  - показатель надежности  $(K-1)$ -го участка МН;

$\Psi_{K-1, K}$  - коэффициент, учитывающий отказы предыдущих  $(K-1)$  участков и компенсирующее влияние РП.

Коэффициент  $\Psi_{K-1, K}$  определяется по формуле

$$\Psi_{K-1, K} = \tilde{\gamma} \tilde{\mu}_n V_n (a_n \tilde{\lambda}_n b_{n+1}^{-1} \tilde{\lambda}_{n+1}^{-1}),$$

где  $V_n$  - объем  $n$ -го РП в часах;

$a_n, b_{n+1}$  - коэффициенты.

Величина  $V_n$  определяется по формуле

$$V_n = b_n q_n^{-1},$$

где  $b_n$  - объем  $n$ -го РП в м<sup>3</sup>;

$q_n$  - производительность  $n$ -го участка в м<sup>3</sup> час<sup>-1</sup>.

Коэффициенты  $a_n, b_{n+1}$  определяются из системы уравнений

$$a_n \tilde{\lambda}_n = \tilde{\lambda}_n + a_{n-1} \tilde{\lambda}_{n-1} \tilde{\gamma} \tilde{\mu}_{n-1} V_{n-1} \left[ \frac{b_n \tilde{\lambda}_n}{a_{n-1} \tilde{\lambda}_{n-1}} \right] \quad (n=2, 3, \dots, K)$$

$$b_n \tilde{\lambda}_n = \tilde{\lambda}_n + b_{n+1} \tilde{\lambda}_{n+1} \tilde{\gamma} \tilde{\mu}_n V_n \left[ \frac{a_n \tilde{\lambda}_n}{b_{n+1} \tilde{\lambda}_{n+1}} \right] \quad (n=1, 2, \dots, K-1)$$

Обозначим  $\gamma = a_n \tilde{\lambda}_n b_{n+1}^{-1} \tilde{\lambda}_{n+1}^{-1}$ , тогда

$$\tilde{\gamma} \tilde{\mu}_n V_n (\gamma) = \begin{cases} \frac{\gamma - 1}{\gamma \exp[\mu_n V_n (\gamma + 1)(\gamma + 1)] - 1} & \text{при } \gamma \neq 1 \\ (1 + 0,5 \tilde{\mu}_n V_n)^{-1} & \text{при } \gamma = 1 \end{cases}$$

3.3.16. Показатель надежности системы МН, состоящей из  $K$  участков и  $(K-1)$  РП в днях простоя в год, определяется по формуле

$$A = 365 [(1-R_K) + \Psi_{K-1, K} (1-R_{K-1})].$$

3.3.17. Определение показателей надежности МН можно производить по программе расчета показателей надежности на ЭВМ "Наирн" на языке "ап" и по программе, разработанной ВЦ ВНИИСПГнефть, на языке "Фортран" для ЭВМ ЕС-1020.

3.3.18. Для дальнейшей модернизации и расширения возможностей программы по определению показателей надежности МН используются в качестве входной информации следующие параметры:

различные значения интенсивностей потоков отказов линейной части нефтепровода по участкам в зависимости от почвенно-климатических категорий местности пролегания нефтепровода по территории УМН;

различные значения интенсивностей потоков отказов головной НПС и промежуточных НПС;

интенсивности потоков отказов и восстановления лупинга на  $n$ -ом участке;

интенсивности потоков отказов и восстановления станций подогрева для районов Крайнего Севера.

3.3.19. Производительность  $n$ -го участка МН при отказе лупинга снижается до величины:

$$Q_{3n} = \left(1 + \left(\frac{D_n}{D}\right)^{\frac{5-M}{M}}\right)^{-1} \cdot Q_{0n},$$

где  $Q_{3n}$  - производительность перекачки на  $n$ -ом участке при отказе лупинга;

$D_n$  - диаметр лупинга;

$D$  - диаметр основной нитки;

$M$  - коэффициент режима течения;

$Q_{0,n}$  - производительность перекачки на  $n$ -ом участке.

3.3.20. Полный отказ станции подогрева уменьшает производительность перекачки на данном участке в  $1/\sqrt{2}$  раз ( $\sim$  на 30 %).

3.3.21. При нарушении герметичности задвижки производительность участка, на котором расположена задвижка, падает до нуля.

3.3.22. Вероятность пребывания  $n$ -го участка МН в состоянии, когда все элементы находятся в исправном состоянии, определяется по формуле

$$P_{0,n} = \left( 1 + \frac{\lambda_r}{\mu_r} + m_n \frac{\lambda_1}{\mu_1} + \frac{\lambda_{2,n}}{\mu_{2,n}} + N_{3n} \frac{\lambda_3}{\mu_3} + \frac{\lambda_{4,n}}{\mu_{4,n}} + m_{спn} \frac{\lambda_{сп}}{\mu_{сп}} \right)^{-1},$$

где  $\lambda_r, \mu_r$  - интенсивности потоков отказов и восстановлений головной НПС;

$m_n$  - количество промежуточных НПС на  $n$ -ом участке;

$\lambda_1, \mu_1$  - интенсивность потоков отказов и восстановлений промежуточной НПС;

$\lambda_{2,n}, \mu_{2,n}$  - интенсивности потоков отказов и восстановлений  $n$ -го участка нефтепровода;

$N_{3n}$  - количество задвижек на  $n$ -ом участке;

$\lambda_3, \mu_3$  - интенсивности потоков отказов и восстановлений задвижки;

$\lambda_{4,n}, \mu_{4,n}$  - интенсивности потоков отказов и восстановлений хупинга на  $n$ -ом участке;

$m_{спn}$  - количество станций подогрева на  $n$ -ом участке;

$\lambda_{сп}, \mu_{сп}$  - интенсивности потоков отказов и восстановлений станции подогрева.

3.3.23. Эквивалентное время восстановления  $n$ -го участка МН определяется по формуле

$$\bar{t}_{0n} = \lambda_{3n}^{-1} \left( \frac{\lambda_r}{\mu_r} + m_n \frac{\lambda_1}{\mu_1} + \frac{\lambda_{2,n}}{\mu_{2,n}} + N_{3n} \frac{\lambda_3}{\mu_3} + \frac{\lambda_{4,n}}{\mu_{4,n}} + m_{спn} \frac{\lambda_{сп}}{\mu_{сп}} \right),$$

где  $\lambda_{\Sigma n}$  - суммарная интенсивность потока отказов  $n$ -го участка.

3.3.24. Суммарная интенсивность потока отказов  $n$ -го участка определяется по формуле

$$\lambda_{\Sigma n} = (\lambda_r + m_n \lambda_1 + \lambda_{2,n} + N_{3n} \lambda_3 + \lambda_{4,n} + m_{сн} \lambda_{сн})$$

3.3.25. Показатель надежности  $n$ -го участка определяется по формуле

$$R_n = P_{Q1} \left( 1 + m_n \frac{\lambda_1}{\mu_1} \cdot \frac{Q_1}{Q_{Q1}} + \frac{\lambda_{2,n}}{\mu_{2,n}} \frac{Q_2}{Q_{Q2}} + \frac{\lambda_{сн}}{\mu_{сн}} m_{сн} \frac{Q_2}{Q_{Q2}} \right),$$

где  $Q_1$  - производительность перекачки на  $n$ -ом участке при отказе промежуточной НПС;

$Q_2$  - производительность перекачки на  $n$ -ом участке при отказе станции подогрева.

### 3.4. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием структурных моделей теории надежности

3.4.1. Основные положения и допущения для данного подхода сформулированы в [8].

Объекты МН восстанавливаемы, на них объективно существует возможность неоднократных отказов. С увеличением времени эксплуатации системы МН вероятность ее первого отказа становится близкой единице, а функция надежности близкой нулю. В связи с этим в качестве основных показателей восстанавливаемой системы МН должны

использоваться показатели, характеризующие поток отказов, т.е. надежность функционирования [8,24].

3.4.2. Показатели надежности функционирования, которые могут быть оценены с использованием [8] следующие: коэффициент готовности  $K_r$ ; эквивалентный параметр потока отказов; эквивалентное время простоя  $T$ .

Коэффициент готовности определяется по следующей формуле, см. [8]:

$$K_r = 1 - \beta_r \sum_{j=1}^K \tau_j \lambda_j \sum_{r=1}^r (1 - \chi_{ijr}),$$

$$\chi_{ijr} = \begin{cases} \eta_{ijr} & \text{, если в системе есть последствие ;} \\ \xi_{ijr} & \text{, если в системе нет последствия ;} \end{cases}$$

$\beta_r$  - коэффициент секционирования МН;

$K$  - число ниток в системе;  $j$  - индекс;

$\tau_j$  - среднее время восстановления  $j$ -ой нитки (статистические данные табл.3.3.3);

$\lambda_j$  - интенсивность отказов  $j$ -ой нитки (статистические данные или оценка по формуле п.3.4.5);

$r$  - номер участка, на котором произошел отказ;

$r$  - степень секционирования;

$$\xi_{ijr} = \left[ 1 + \frac{\alpha_{ir}}{r} \left( \left( \frac{d_{вн}^r}{d_{внj}^r} \right)^{5-M} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2-M}} \left[ 1 - \frac{P_{подп} + \Delta Z Q Q}{P_{раб}} \right]^{\frac{1}{2-M}}$$

$$\eta_{ijr} = \left\{ \frac{\bar{A}_{jr} - \alpha_{ir} (d_{вн}^r / d_{внj}^r)^{5-M}}{r - \alpha_{ir}} - \beta_r \left( 1 - \frac{\alpha_{ir}}{r} \left( 1 - \frac{d_{внj}^r}{d_{вн}^r} \right) \right)^{5-M} \right\}^{\frac{1}{2-M}}$$

$\alpha_{ir}$  - число участков, отключенных при отказе;

$d_{вн}^r, d_{внj}^r$  - приведенный внутренний диаметр исправного и отказавшего МН;

$M$  - коэффициент режима течения;

$P_{подп}$  - подпор в модели системы;

$\Delta Z$  - разница нивелирных отметок начала и конца трубопровода;

$Q$  - плотность нефти;

$g$  - ускорение свободного падения;

$P_{раб}$  - рабочее давление в модели системы;

$\bar{A}_j$  - запас прочности (нагрузочный резерв);

$$Q_j = [(d'_{вн} / d'_{внj})^{5 \cdot M} + r] [P_{подп} + \Delta Z Q g] P_{раб}^{-1}$$

$R_{2j}^H, R_{1j}^H$  - нормативные сопротивления текучести и временное соответственно;

$$\bar{A}_j = Q g R_{2j}^H K_1 K_{Hj} (R_{1j}^H m')^{-1}$$

$K_1, K_{Hj}, m'$  - коэффициенты безопасности по материалу, надежности, условий работы соответственно.

3.4.3. Алгоритм расчета показателей надежности системы МН:

вычисляется коэффициент  $A_j$  для всех нефтепроводов системы;

вычисляется рабочее давление в модели

$$P_{раб} = 6,21424 - 0,01428 Q^1;$$

выбирается минимальное  $\bar{A}_j$  ;

вычисляется давление подпора в модели

$$P_{подп} = 8,5714 + 0,00914 Q, 1250 < Q < 3000$$

$$P_{подп} = 23,58 + 0,00414 Q, 3000 < Q < 10000;$$

если  $\Delta Z < 0$  и  $P_{подп} < |\Delta Z / Q^{-1} g|^{-1}$ , то

$$P_{подп} = |\Delta Z / (Q g)|^{-1}$$

$$\bar{A}_j = \bar{A}_j + |\Delta Z / (Q g)|^{-1} \cdot P_{раб}^{-1};$$

вычисляется давление в системе в случае отказа линейного участка одной из ниток (см. [8]);

вычисляется показатель надежности  $\xi_{ijr}$ ;

проверяется  $\bar{A}_j = 1$ , если да, то переход к  $m_3$ ;

проверка  $P^1 < \bar{A}_j P_{раб}$ , если условие выполняется, то по

исправной нитке можно перекачивать нефть без снижения производительности системы, для вычисления показателей надежности перейти к  $m2$  (при  $\eta_{ijr_i} = 1$ ), если условие не выполняется, то перейти к  $m1$ ;

вычисляется величина давления в системе, соответствующая выполнению ограничения по прочности  $P''$  (см. [8]);

$m1$ : вычисляется производительность системы, соответствующая изменению при отказе рабочего давления в начале нефтепровода  $Q_{отк}$  (см. [8]);

вычисляется показатель надежности  $\eta_{ijr_i}$  как отношение

$$Q_{отк} Q^{-1} = \eta_{ijr_i};$$

вычисляется показатель надежности  $K_r$  и производные от него показателя,  $K_r = f(\eta_{ijr_i})$  (см. п.3.4.2), перейти к  $m3$ ;

$m2$ : вычисляется показатель надежности  $K_r$  и производные от него показателя,  $K_r = f(\xi_{ijr_i})$ , (см. п. 3.4.2);

$m3$ : рассчитывается вероятность компенсации недопоставки нефти от отказов линейных участков форсированием режима перекачки (рабочего давления), см. [8].

3.4.4. Исходные данные для расчетов по данному алгоритму приведены в [8].

3.4.5. Интенсивность отказов линейной части МН может оцениваться с использованием моделей физики отказов, разработанных во ВНИИСПНефть, с помощью следующего соотношения:

$$\lambda = \lambda(\delta, \alpha) = \left( \frac{\delta_{max} - \delta_{min}}{\delta - \delta_{min}} - 1 \right)^a + \left( \frac{\alpha_{\beta} (\alpha_{\beta_{max}} - \alpha_{\beta_{min}})}{\alpha_{\beta_{min}} (\alpha_{\beta_{max}} - \alpha_{\beta})} \right)^b,$$

где  $\beta_{max}$ ,  $\beta_{min}$  - верхняя и нижняя границы интервалов изменения  $\delta$  (определяются согласно [II]);  $\alpha_{\beta_{max}}$ ,  $\alpha_{\beta_{min}}$  - аналогично для теоретического коэффициента концентраций напряжений

(определяются эмпирически);  $\alpha$ ,  $\beta$  - постоянные, определяемые эмпирически

$$\alpha = \frac{\ln m \lambda_{\varphi}}{\ln \left( \frac{\sigma_{\max} - \sigma_{\min}}{\sigma_{\varphi} - \sigma_{\min}} - 1 \right)},$$

$$\beta = \frac{\ln (1-m) \lambda_{\varphi}}{\ln \left( \frac{\bar{\alpha}_{\beta \varphi} (\alpha_{\sigma_{\max}} - \alpha_{\sigma_{\min}})}{\alpha_{\beta_{\min}} (\alpha_{\sigma_{\max}} - \alpha_{\beta \varphi})} - 1 \right)},$$

где  $\lambda_{\varphi}$  - интенсивность отказов, количественное значение которой определяется по статистическим данным об отказах;  $\bar{\alpha}_{\beta \varphi}$  - среднее значение теоретического коэффициента напряжений, характеризующего качество труб;  $m$  - коэффициент, характеризующий вид разрушения (по концентратору напряжений  $m = 0$ , по основному металлу  $m = 1$ , по смешанному механизму  $0 < m < 1$ ).

### 3.5. Порядок определения показателей надежности магистрального нефтепровода как технологической системы

3.5.1. Расчет надежности МН как технологической системы базируется на определении резерва по производительности, так как вероятность выполнения задания является функцией резерва производительности.

3.5.2. Вероятность выполнения задания МН определяется по следующим соотношениям:

$$P_{вз}(t) = P(t) \sum_{i=1}^K H_i K_{r_i} = 0,5 + \Phi \left( \frac{X_{ср} - X_{норм}}{\sigma_x} \right),$$

где  $H_i$  - вероятность  $i$ -го состояния, характеризуемого известными значениями показателей качества и ритма функционирования;

$K_{r_i}$  - коэффициент готовности МН в  $i$ -ом состоянии;

$P_i(t)$  - условная вероятность безотказной работы в начальный момент времени;

$K$  - число возможных учитываемых состояний;

$X_{ср}$  - среднее значение резерва по производительности;

$X_{норм}$  - нормативное значение резерва по производительности;

$\sigma_x$  - средне-квадратичное отклонение.

Величины  $X_{ср}$ ,  $\sigma_x$  определяются по известным формулам математической статистики.

3.5.3. Математическая модель для расчета резерва производительности имеет следующий вид:

$$Q(t) = Q_0(1 + X(t)),$$

где  $Q_0$  - производительность МН, не имеющего резерва производительности;

$X(t)$  - резерв производительности;

$t$  - время.

3.5.4. Граничные условия для модели имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} X(t)/t=0 &= X_{норм} \\ X(t)/t=t_p &= 0 \end{aligned}$$

3.5.5. Резерв производительности является функцией конструктивно-технологического решения МН

$$\begin{cases} X(t) = \sum_{i=1}^{10} X_i(t) \\ X_i(t) = \alpha_i X(t) \\ \sum_{i=1}^{10} \alpha_i = 1 \end{cases}$$

3.5.6. В практике проектирования надежность МН как технологической системы может быть оценена следующим образом:

на базе резерва по производительности, при этом норма на резерв производительности входит в исходные данные для расчета

и устанавливается (согласовывается) вышестоящими над проектировщиками организациями или обосновывается в результате анализа функционирования подобных нефтепроводов за много лет;

используя статистические данные о потребности в резерве по производительности для выполнения планируемого объема перекачки, вычисляют дисперсии и среднюю потребность в резерве производительности (см. приложение 3);

по заданной норме резерва производительности и вычисленных значениях  $B_x$ ,  $X_{cp}$ , используя таблицы для функций Лапласа, получают значение вероятности выполнения задания с использованием второй части соотношения 3.5.2.

Другой способ оценки надежности технологической системы базируется на структурной модели системы МН, при этом используются результаты расчетов, выполненных по методикам из раздела 3.3, а именно:

вероятность  $i$ -го состояния определяется с использованием графа состояний, построенного в разделе 3.3;

коэффициент готовности  $K_{г}$  определяется с использованием методов, описанных в разделе 3.4 [8], а также известных формул теории надежности;

условная вероятность безотказной работы определяется как вероятность безотказной работы, оцениваемая методами раздела 3.2.3, т.е. на базе методики оценки надежности конструкции;

по вычисленным таким образом составляющим определяют вероятность выполнения задания МН с использованием первой части соотношения п.3.5.2.

### 3.6. Выбор оптимального варианта проектируемого магистрального нефтепровода

3.6.1. Выбор оптимального варианта проектируемого магистрального нефтепровода производится по приведенным затратам с учетом предполагаемого ущерба от ненадежности по формуле

$$\Pi_{i_i} = K_i E + C_i + Y_i,$$

где  $K_i$  - капитальные вложения в  $i$ -й вариант нефтепровода;  
 $C_i$  - эксплуатационные расходы по  $i$ -му варианту;  
 $Y_i$  - суммарный ущерб от ненадежности нефтепровода в год по  $i$ -му варианту;  
 $E$  - нормативный коэффициент.

3.6.2. Расчет слагаемого  $Y_i$  производится согласно рекомендациям [7].

В расчете учитывается только ущерб собственно нефтепровода.

Ущерб собственно нефтепровода определяется по формуле

$$Y = Y_n + (Z_B + Y_H) n,$$

где  $Y_n$  - ущерб от простоя нефтепровода в год;  
 $Z_B$  - затраты на восстановление одного отказа линейной части нефтепровода;  
 $Y_H$  - ущерб от безвозвратно потерянной нефти при одном отказе;  
 $n$  - число отказов линейной части в год.

Ущерб от простоя МН в год определяется по формуле

$$Y_n = A_0 \cdot Y_0,$$

где  $A_0$  - суммарное время простоя МН в год по  $i$ -му варианту;  
 $Y_0$  - удельный ущерб от простоя МН в течение 1 часа определяется из таблицы 3.6.1.

Таблица 3.6.1.

Ущерб от отказа нефтепровода				
Диаметр нефтепровода, мм	Удельный ущерб от простоя нефтепровода в течение 1 час (тыс. руб./ч ( $\% \text{ } \bar{y}_0$ ))	Потери нефти при отказе линейной части, т/отказ	Затраты на восстановление ЛЧ, руб., (38)	
530	$8400^{-I} (2120 + mD20 + 9L)$	70	1140	
720	$8400^{-I} (2810 + mI260 + 12L)$	160	2000	
820	$8400^{-I} (3150 + mI440 + 15L)$	265	3300	
1020	$8400^{-I} (4710 + mI800 + 22L)$	1240	6000	
1220	$8400^{-I} (5290 + m2150 + 29L)$	1990	11000	

Примечание:  $L$  - общая длина простаивающей линейной части МН;

$m$  - число простаивающих промежуточных НПС.

Затраты на восстановление I-го отказа линейной части МН определяются из таблицы 3.6.1.

Ущерб от безвозвратно потерянной нефти при одном отказе определяется по формуле

$$U_H = C_H \cdot V_H,$$

где  $C_H$  - стоимость 1 т потерянной нефти;

$V_H$  - потери нефти при отказе линейной части МН определяются по таблице 3.6.1.

### 3.7. Выбор оптимального уровня и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта проектируемого магистрального нефтепровода

3.7.1. При решении задачи выбора оптимального уровня и оптимального размещения системы технического обслуживания и ремонта проектируемого МН необходимо учитывать технико-экономические характеристики нефтепровода, условия его эксплуатации,

тип возможных отказов и их последствий, частоту и время их ликвидации, трассовые условия, надежность оборудования.

3.7.2. Целесообразно классифицировать повреждения нефтепровода на три типа: отказы I типа, представляющие собой крупные повреждения арматурных узлов и узлов подключения, ликвидация которых требует замены поврежденных узлов; отказы II типа, представляющие собой разрывы трубопровода и большие трещины, ликвидация которых возможна только с опорожнением трубопровода от нефти и врезкой катушки; отказы III типа, представляющие небольшие трещины и свищи, ликвидация которых возможна без опорожнения трубопровода от нефти.

3.7.3. Постановку задачи выбора оптимального уровня и оптимального размещения системы ТОР проектируемого МН представляют в виде [15]

$$\min \left[ YN(Z) + \sum_{j=1}^n 3(Z_j) \right],$$

где  $YN(Z)$  - величина годового ущерба, вызываемого простоями МН при ликвидации отказов при размещении АББ в точках, абсциссы которых являются компонентами вектора  $Z$ ;

$n$  - количество АББ;

$3(Z_j)$  - приведенные затраты на содержание АББ, расположенных в точках, абсциссы которых являются компонентами вектора  $Z$ ;

$Z$  - вектор, компонентами которого являются абсциссы точек размещения АББ.

3.7.4. Величина годового ущерба, вызываемого простоями МН при ликвидации отказов при математических ожиданиях  $M_1$  числа отказов в год для одного узла и интенсивности  $M_2$  и  $M_3$  распределения вдоль трубопровода соответственно отказов II и III типа,

находится по формуле

$$YN(Z) = \beta \left\{ M_1 \sum_{\rho=1}^D t_{n_1}(y, Z) + \int_{X_H}^{X_K} [M_2 t_{n_2}(y, Z) + M_3 t_{n_3}(y, Z)] dy \right\},$$

где  $\beta$  - ущерб от простоя нефтепровода в единицу времени с учетом ущерба от безвозвратно потерянной нефти;

$D$  - количество арматурных узлов и узлов подключения;

$t_{n_1}, t_{n_2}, t_{n_3}$  - время простоя нефтепровода при ликвидации отказов соответственно I, II и III типов;

$y$  - координата места повреждения;

$X_H, X_K$  - абсциссы соответственно начала и конца трубопровода.

3.7.5. Значения ущерба от простоя в зависимости от диаметра и протяженности нефтепровода приведены в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1.

Ущерб от простоя нефтепроводов при отказах  
(тыс.руб/ч)

Протяженность нефтепроводов, км	Диаметр нефтепроводов, мм				
	530	720	820	1020	1220
400	1,02	1,26	1,52	2,40	3,00
500	1,02	1,26	1,59	2,51	3,25
1000	1,02	1,26	1,89	3,12	4,57
1500	1,02	1,26	2,19	3,22	5,75

3.7.6. Математические ожидания количества отказов I, II и III типов приведены в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2.

Математическое ожидание количества отказов

Диаметр нефте- провода, мм	$M_1, \frac{1}{\text{км}\cdot\text{ч}}$	$M_2, \frac{1}{\text{км}\cdot\text{ч}}$	$M_3, \frac{1}{\text{км}\cdot\text{ч}}$
	219-530	$0,01 \cdot 10^{-6}$	$0,08 \cdot 10^{-6}$
720-820	$0,02 \cdot 10^{-6}$	$0,17 \cdot 10^{-6}$	$0,13 \cdot 10^{-6}$
1020-1220	$0,01 \cdot 10^{-6}$	$0,03 \cdot 10^{-6}$	$0,29 \cdot 10^{-6}$

3.7.7. Время простоя нефтепровода при ликвидации отказа определяется выражением

$$t_{n_i}(y, z) = t_{g_i}(y, z) + t_{\beta_i}(y),$$

где  $i$  - индекс, значение которого соответствует типу отказа;

$t_{g_i}$  - время доставки бригады к месту повреждения;

$t_{\beta_i}$  - время восстановления при отказах.

3.7.8. Зависимость времени восстановления при отказах I и II типа от технических характеристик трубопровода определяется по формуле

$$t_{\beta_i}(y) = a_i + b_i R(y),$$

где  $i$  - индекс, значение которого соответствует типу отказа и может быть здесь равным I и II;

$a_i$  - часть времени простоя нефтепровода, которая связана с обнаружением повреждения, закрытием и открытием задвижек и собственно ремонтными работами на трубе;

$b_i R(y)$  - часть времени простоя, зависящая от объема стока нефтепродукта и рельефа местности и связанная с опорожнением трубопровода, со сбором и удалением нефтепродукта с места повреждения.

Для отказов III типа время восстановления принимается постоянным и равным  $t_{\beta_3} = 5$  ч.

3.7.9. Значения времени простоя нефтепровода, связанного с обнаружением повреждения, закрытием и открытием задвижек и собственно ремонтными работами на трубе при ликвидации отказов I и II типа -  $A_1$  и  $A_2$ , приведены в таблице 3.7.3.

Таблица 3.7.3.

Значения  $A_1$  и  $A_2$  в зависимости от диаметров нефтепроводов

Диаметр, мм	до 530	720	820	1020	1220
$A_1$ (ч)	32	40	50	57	61
$A_2$ (ч)	18	22	24	27	29

3.7.10. Время опорожнения  $V_1$  и  $V_2$  одного км нефтепровода при ликвидации отвода I и II типа для равнинных условий принимается равным в среднем 3 часам.

3.7.11. Значения затрат на содержание АЗВ в зависимости от условий их размещения в (руб/ч) приведены в таблице 3.7.4.

Таблица 3.7.4.

Диаметр нефтепровода, мм	Затраты на содержание АЗВ			
	На НПС		На трассе	
	! в обычных условиях !	! в условиях Зап. Сибири и Крайнего Севера !	! в обычных условиях !	! в условиях Зап. Сибири и Крайнего Севера !
530	17,0	26,0	21,0	44,0
720-820	21,0	30,0	28,0	56,0
1020-1220	25,0	36,0	34,0	64,0

3.7.12. Решение задачи выбора оптимального уровня системы технического обслуживания и ремонта проектируемого нефтепровода осуществляется градиентным методом.

3.7.13. Решение задачи оптимального размещения систем технического обслуживания и ремонта проектируемого нефтепровода осуществляется методом динамического программирования.

3.7.14. Расчет каждого конкретного варианта проектируемого нефтепровода следует производить по программе *GRADM*, имеющейся в фондах ВЦ ВНИИСПНефть. Программа разработана на языке "Фортран-IV" для класса машин ЕС-1020.

### 3.8. Выбор оптимальной величины резервов магистрального нефтепровода

3.8.1. Основные положения и допущения для оптимизации резервов МН сформулированы в [11].

3.8.2. Для обеспечения требуемого уровня надежности МН в

практике проектирования используется резервирование.

Классификация резервных элементов МН по видам резервирования и целям использования обоснована в [II] и рассматривает следующие основные виды резервирования:

структурное (количество шток, перемычек и т.д.);

нагрузочное (резерв прочности);

временное (резерв времени, ПРП).

3.8.3. Для структурного резервирования целевая функция оптимизации принимается в следующем виде:

$$C(K_{Г0}, K_{Г1}) = \sum_{j=1}^{m_r} [n_j (C_{0Kj} E_{Hj} + C_{03j})] + Y_j(K_{Г1}, t),$$

где  $m_r$  - число резервируемых элементов МН;

$n_j$  - число резервных элементов  $j$ -го вида;

$C_{0Kj}$  - капиталовложения на резервирование  $j$ -го вида;

$C_{03j}$  - эксплуатационные расходы на резервирование;

$Y_j$  - ущерб от отказов при отсутствии резервного элемента  $j$ -го вида;

$E_{Hj}$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в резервирование  $j$ -ым элементом.

Оптимальная надежность МН и оптимальный резерв находятся из выражения  $\min C(K_{Г0}, K_{Г1}) = C$  при ограничении  $K_{Г1} = K_{Г1 \text{ норм}}$  методом прямого перебора вариантов, отличающихся кратностью резервирования.

3.8.4. Для нагрузочного и временного резервирования целевая функция оптимизации принимается в следующем виде:

$$C(K_{Г0}, K_{Г1}) = E_H C_K(K_{Г0}, K_{Г1}) + C_{03} + Y(K_{Г1}, t)$$

Оптимальная надежность и оптимальный резерв находятся из уравнения, получаемого дифференцированием выражения 3.8.4 и приравниванием производной нулю.

Для нагрузочного и временного резервирования зависимость капиталовложений от показателя надежности предлагается в следующем виде:

$$C_K(K_{ra}, K_r) = C_{OK} (1 - K_{ra})^a (1 - K_r)^{-a},$$

где  $a$  - коэффициент, характеризующий увеличение объема капиталовложений  $C_{OK}$  при резервировании МН.

Для нагрузочного резервирования зависимость надежности от величины резерва имеет вид (см. 3.4.5).

Для временного резервирования зависимость надежности от величины резерва имеет следующий вид:

$$K_r(B) = 1 - \lambda (\lambda + \mu)^{-1} \exp(-\mu B),$$

где  $\lambda$  - интенсивность отказов МН;

$\mu$  - интенсивность восстановлений;

$B$  - резерв времени.

Для структурного и нагрузочного резервирования зависимость надежности от величины резерва имеет вид (см. п. 3.4.3).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 27.002-83. Надежность в технике. Термины и определения.-М.: Стандарты, 1983.

2. СНиП 2.05.06-85. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.-М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985.

3. РЗОИ-77. Руководство по инженерной оценке и прогнозированию фактической конструктивной надежности магистральных трубопроводов.-М.: ВНИИСТ, 1978.

4. РД 39-И-62-78. Методика определения показателей надежности магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

5. ГОСТ 22954-78. Надежность в технике. Технологические системы. Термины и определения.-М.: Стандарты, 1978.

6. ГОСТ 27.203-83. Надежность в технике. Технологические системы. Общие требования к методам оценки надежности.-М.: Стандарты, 1983.

7. РД 39-30-107-78. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

8. РД 39-30-112-78. Методика расчета показателей надежности линейного участка магистрального нефтепровода в двухнечном исполнении с перемычками.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

9. РД 39-30-168-79. Указания по методике расчета и выбору конструкции подземных трубопроводов на переосеченном рельефе местности.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

10. РД 39-30-298-79. Методика установления нормативного уровня надежности линейной части магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

11. РД 39-30-494-80. Методика оптимизации резервирования проектируемого магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

12. РД 39-30-539-81. Методика оценки уровня качества эксплуатации магистральных нефтепроводов.-Уфа: ВНИСИПнефть, 1981.

13. РД 39-30-616-81. Методика распределения требований к надежности между элементами системы магистрального нефтепровода на стадии проектирования.-Уфа: ВНИСИПнефть, 1981.

14. ОСТ 39.130-81. Нефтепровод магистральный. Система обеспечения надежности. Основные положения.-Уфа: ВНИСИПнефть, 1981.

15. РД 39-30-721-82. Руководство по выбору оптимального уровня и оптимальному размещению (с учетом требований надежности) системы технического обслуживания и ремонта проектируемого магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИСИПнефть, 1982.

16. Инструкция по расчету норм резерва по производительности магистральных трубопроводов (проект).-Уфа: ВНИСИПнефть, 1982.

17. РД 39-30-1167-84. Методика оптимизации параметров комплектующих изделий магистрального нефтепровода по критерию надежности в эксплуатации.-Уфа: ВНИСИПнефть, 1985.

18. Методика расчета надежности магистральных газопроводов.-М.: ВНИИГаз, 1980.

19. Надежность систем энергетики. Терминология.-Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982.

20. Надежность магистральных газопроводов. Термины и определения ОСТ 51.100-83.- М.: ВНИИГаз, 1982.

21. Нормативы (временные) капитальных вложений в строительство магистральных газонефтепродуктопроводов. УКВ МТ-72.-М.: 1972.

22. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. - Л.: Недра, 1977.

23. Сварка в машиностроении /Под ред. Винокурова В.А. и др. Справочник. - М.: Машиностроение, 1973.

24. Р 426-81. Рекомендации по расчету конструктивной надежности линейной части магистральных трубопроводов при их сооружении. - М.: ВНИИСТ, 1983.

## Приложение I

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ  
КОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА-ТРУБ

Пример I. Требуется оценить надежность конструкции в некотором сечении проложенного упругим изгибом участка МН диаметром 1420 мм, с толщиной стенки трубы  $\delta = 20,5$  мм, рабочим давлением  $75 \text{ кгс/см}^2$ , испытательным  $P_{исп} = 1,25 \cdot P_{раб} = 94 \text{ кгс/см}^2$ , температурным перепадом  $\Delta t = +40$  °C (Исходные данные для примера и процедура решения перенесены из [3]).

Средние значения случайных величин, определяющих надежность труб в сварных соединениях составляют  $R_2^H = 4200 \text{ кгс/см}^2$ ;  $\bar{\delta} = 20,5$  мм;  $\bar{q} = 3000$  м;  $F_{деф}/F = 0,002$ .

Стандарты (среднеквадратичные отклонения) случайных величин и соответствующие значения стандартов среднего по выборке составляют:  $S_{R_2^H} = 500$  и  $167 \text{ кгс/см}^2$ ;  $S_{\delta} = 0,2$  и  $0,07$  мм;  $S_q = 400$  и  $133$  м;  $S_{F_{деф}} F^{-1} = 0,003$  и  $0,001$ .

Коэффициент влияния вида дефектов назначается из условия, что в дефектных сварных соединениях преобладают непровары, для таких дефектов  $K = 6$  (для  $\delta = 20$  мм).

Среднее значение  $\bar{E}_{np}^H = 650 \text{ кгс/см}^2$  (см. [3]).

Статистические характеристики функции надежности  $U$  находим из выражений (см. [3]) и получим, что  $\bar{U} = 1750 \text{ кгс/см}^2$ .

Для определения дисперсии  $B_U^2$  находим частные производные по всем случайным аргументам.

$$\frac{\partial U}{\partial R_2^H} = \frac{R_2^H}{[(R_2^H)^2 - 0,1875 \frac{P_{исп}^2 D_{вн}^2}{\delta^2}]} = 1,315$$

$$\frac{\partial U}{\partial q} = - \frac{E D_{вн}}{2q^2} = 0,00149$$

$$\frac{\partial u}{\partial \delta} = \frac{0,1875 P_{\text{иск}} D_{\text{вн}}^2}{(\delta)^3 \left[ (\bar{R}_2^M)^2 - 0,1875 \frac{P_{\text{иск}} D_{\text{вн}}^2}{\delta^2} \right]^{0,5}} +$$

$$+ 0,125 \frac{P_{\text{иск}} D_{\text{вн}}}{\delta^2} - 0,15 \frac{P_{\text{иск}} D_{\text{вн}}}{\delta^2} = -1279$$

Подставляя полученные значения в соответствующие формулы [3], получают значения дисперсии и стандарта средних по выборке

$$(S_u^2)_{\text{выб}} = (1,315)^2 + (167)^2 + (-1279)^2 (0,07)^2 + (0,00149)^2 (13300)^2 = 56600$$

$$(S_u)_{\text{выб}} = \sqrt{56600} = 238 \text{ кгс/см}^2$$

Определяют значения стандарта по всему массиву реализации случайной величины  $u$

$$(S_u)_{\text{выб}} = S_u n^{-0,5}, \quad \text{при } n = 5$$

$$S_u = 532 \text{ кгс/см}^2$$

Характеристика безопасности  $\gamma$  составляет

$$\gamma = \bar{u} S_u^{-1} = 3,3$$

Вероятность отказа при этом находят по таблицам нормального распределения, она равна  $q = 0,0005$ , т.е. вероятность безотказной работы каждой трубы составляет  $\rho = 0,9995$ .

Это в общем удовлетворяет требованиям к надежности ответственных конструкций, для которых имеет место соотношение

$$0,999 = \rho_2 < \rho < \rho_1 = 0,9999$$

$\rho_2$  - вероятность безотказной работы (отказы постепенные);

$\rho_1$  - вероятность безотказной работы (отказы внезапные).

Пример 2. Рассматриваются трубы электросварные, прямошовные большого диаметра, изготовленные в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по стандартизации труб, материал труб - сталь ИТГЭС,  $\alpha_{\text{б min}}(\text{дон}) = 1,7$ .

Определить  $q_{\text{min}}(\text{дон})$ , при котором целевая функция п.3.2.17 достигает требуемого значения ( $\alpha_{\text{б min}}(\text{дон}) = 1,7$ ).

По действующим стандарту и ТУ на трубы для МН допуски на геометрические параметры продольных сварных швов и самих труб при их изготовлении следующие:  $\delta \leq 3,5 \cdot 10^{-3}$  м,  $\theta > 90^\circ$ ,  $\alpha_1 \leq 1\%$ ,  $S \leq 0,5 \cdot 10^{-3}$  м,  $A \approx 1,2 \cdot 10^{-2}$  м. Принимая граничные значения параметров, соответствующие максимальной концентрации напряжений в зоне сварного шва, получают для  $\varphi_{min}(\delta_{оп})$  следующие значения согласно выражению из п.3.2.16.

$$\varphi_{min}(\delta_{оп}) = 0,90 \cdot 10^{-3} \text{ м при } S = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$\varphi_{min}(\delta_{оп}) = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м при } S = 1,55 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$\varphi_{min}(\delta_{оп}) = 0,35 \cdot 10^{-3} \text{ м при } \alpha_{g_{min}}(\delta_{оп}) = 1,7$$

В результате оптимизации показателей качества продольных сварных швов труб с учетом требований потребителей и возможностей изготовителей рекомендуется  $\varphi_{min}(\delta_{оп}) \geq 0,35 \cdot 10^{-3}$  м (0,35 мм) [13].

## Приложение 2

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ  
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Пример I (условный, о использовании марковских моделей).

Рассмотрим систему некоторого условного МН, состоящего из 3-х участков, показанную на рис. П.2.1. Основные характеристики рассматриваемого МН представлены на рисунке П.2.1.

Основной задачей рассматриваемого МН является транспортирование нефти в заданном количестве. Процесс транспортирования осуществляется в условиях воздействия внешних и внутренних случайных возмущений (отказы вследствие конструктивных дефектов; технологических - вследствие нарушений принятой технологии; эксплуатационных - вследствие нарушений установленных правил эксплуатации или ограничений по допустимым воздействиям на систему). Возмущения вызывают отказы элементов системы МН. Отказы приводят к спаду функционирования, т.е. ухудшаются характеристики функционирования исследуемого процесса.

Для задачи транспортирования нефти основной процесс заключается в совершении транспортной работы, т.е. в перемещении определенного количества нефти на определенное расстояние. Для задачи транспортирования характеристикой качества функционирования МН является величина транспортной работы по перемещению нефти в единицу времени.

В качестве элементов для рассматриваемого МН выделим нефтеперекачивающие станции, линейные участки, резервуарные парки.

С целью выявления надежности собственно системы МН допустим, что промысел безотказен.

Вначале определим характеристики надежности только одного первого участка. (Под участком МН подразумевается часть МН между РП).

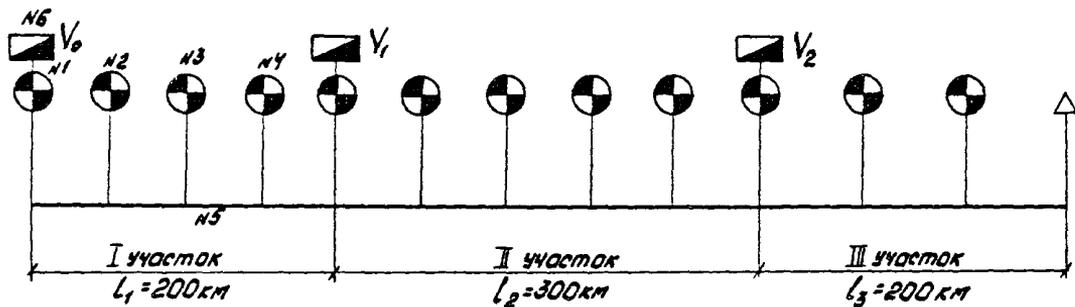


Рис. П.2.1 Схема системы МН.

Условные обозначения

-  - нефтеперекачивающая станция
-  - конечный
-  - резервуарный парк

Примечание

1.  $D_y = 1020$  м
2.  $V_0 = 350000$  м<sup>3</sup>
3.  $V_1 = 100000$  м<sup>3</sup>;  $V_2 = 200000$  м<sup>3</sup>
4.  $Q = 50$  млн. т/год
5.  $q_0 = 7003$  м<sup>3</sup>/ч - производительность на первом участке
6.  $q_1 = 4952$  м<sup>3</sup>/ч - производительность на первом участке в случае отказа одной из промежуточных станций

Первый участок может перейти в состояние полного отказа, если в состоянии отказа находится головная нефтеперекачивающая станция (№ I) и линейный участок № 9. Первый участок переходит в состояние частичного отказа (уровень функционирования снижается) в случае отказа промежуточных НПС, расположенных на участке (№ 2, № 3, № 4). Производительность на данном участке нефтепровода в случае отказа промежуточной НПС снижается в  $\frac{1}{\sqrt{2}}$  раз.

На основании предварительных исследований считаем, что вероятность отказа одновременно 2-х НПС равна нулю.

Запишем возможные состояния элементов в вектор-строку

$X_0 = \text{IIIII}$  - все элементы исправны;

$X_1 = \text{OIIII}$  - отказала НПС № I;

$X_2 = \text{IUIII}$  - отказала НПС № 2;

$X_3 = \text{IIUII}$  - отказала НПС № 3;

$X_4 = \text{IIIOI}$  - отказала НПС № 4;

$X_5 = \text{IIIIO}$  - отказал линейный участок № 5.

Количество возможных состояний равно 6.

Возможным состояниям I-го участка с 4 станциями соответствует граф состояний (рис. П.2.2).

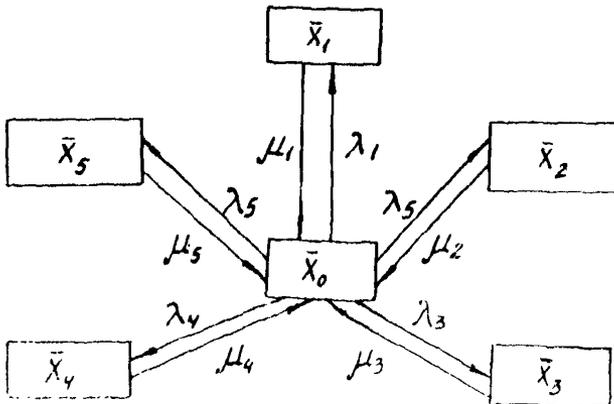


Рис. П.2.2. Граф состояний нефтепровода

где  $\lambda_{\text{НПС}} = \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4$  - интенсивность потоков отказов НПС;

$\lambda_5 = \lambda_{\text{ЛЧ}}$  - интенсивность потоков отказов линейной части;

$\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \mu_4 = \mu_{\text{НПС}}$  - интенсивность потоков восстановлений НПС;

$\mu_5 = \mu_{\text{ЛЧ}}$  - интенсивность потоков восстановлений линейной части.

Физический смысл данного графа следующий: если произошел отказ НПС или линейного участка, то аварийно-ремонтная бригада восстанавливает отказавший элемент.

Допустим, что нефтепровод проходит по территории УМН, относящейся к I категории.

Интенсивности потоков отказов и восстановлений НПС и линейной части МН берутся из таблиц.

$$\lambda_{\text{ЛЧ}} = 0,38 \frac{\text{I}}{\text{год} \cdot 1000 \text{ км}}$$

Длина I-го участка 200 км, поэтому

$$\lambda_{\text{ЛЧ}}^{\text{I}} = 0,86 \cdot 10^{-5} \frac{\text{I}}{\text{час} \cdot 200 \text{ км}}$$

Интенсивность потоков восстановлений ЛЧ равна

$$\mu_{\text{ЛЧ}}^{\text{I}} = (\tau_{\text{ВЛЧ}}^{\text{I}})^{-1} = 0,0217 \text{ час}^{-1}$$

Интенсивности потоков отказов и восстановлений для НПС принимают следующие значения:

$$\lambda_{\text{НПС}}^{\text{I}} = 0,00185 \text{ час}^{-1}; \quad \mu_{\text{НПС}}^{\text{I}} = 0,33 \text{ час}^{-1}$$

Определяем значения характеристик качества функционирования соответствующие основным физическим состояниям I-го участка нефтепровода и запишем их в таблицу П.2.1.

Таблица П.2.1.

Характеристики качества функционирования		
$X_i$	Характеристика качества функционирования [ $\Phi^i(t)$ ]	Количественное значение $\Phi_t^i, \text{т. км. час}^{-1}$
$X_0$	$q_0 L_1$	7003.200
$X_1$	0	0
$X_2$	$q_1 L_1$	4952.200
$X_3$	$q_1 L_1$	4952.200
$X_4$	$q_1 L_1$	4952.200
$X_5$	0	0

Примечание:  $q_0$  - производительность нефтепровода на первом участке;

$q_1$  - производительность нефтепровода на первом участке, соответствующая случаю, когда в состоянии отказа находится одна из промежуточных НПС.

Определяем вероятности  $P_i(t)$  пребывания системы МН в основных физических состояниях в момент времени  $t$ .

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда все элементы находятся в исправном состоянии, определяем по формуле

$$P_0^I = \left( 1 + m \frac{\lambda_{НПС}^I}{\mu_{НПС}^I} + \frac{\lambda_{МН}^I}{\mu_{МН}^I} \right)^{-1} = 0,9777.$$

где  $m$  - количество НПС на участке.

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда отказала одна из промежуточных НПС, определяем по формуле

$$P_m^I = P_0^I \lambda_{НПС}^I (\mu_{НПС}^I)^{-1} = 0,00548$$

Вероятность пребывания системы в состоянии, когда отказал линейный участок, определяем по формуле

$$\rho_n^I = \rho_o^I \lambda_{лч}^I (\mu_{лч}^I)^I = 0,000387$$

Определяем показатель качества функционирования для I-го участка нефтепровода

$$\Phi^I(t) = \sum_{t=1}^6 \rho_i^I(t) [\Phi_t^I] = 6928,2439 \cdot 200$$

Определяем показатель качества функционирования для участка идеальной системы МН подсобного первому участку реальной системы МН

$$\Phi_o^I(t) = \Phi_o = 7003 \cdot 200 \frac{\text{т} \cdot \text{км}}{\text{час}}$$

Определяем мгновенный показатель надежности для I-го участка нефтепровода

$$R^I(t) = \Phi^I(t) \Phi_o^{I-1} = 0,9893$$

Определяем эквивалентное время восстановления I-го участка нефтепровода

$$\tilde{t}_B^I = \tilde{\mu}_1^{-1} = \frac{\lambda_{лч}^I}{\mu_{лч}^I \cdot \lambda_{\Sigma}^I} + \frac{\lambda_{нпс}^I}{\lambda_{\Sigma}^I} \tau_{нпс}^I$$

Суммарную интенсивность потока отказов I-го участка нефтепровода определяем по формуле

$$\lambda_{\Sigma}^I = \lambda_{лч}^I + m \lambda_{нпс}^I$$

Тогда эквивалентное время восстановления I-го участка нефтепровода будет равно

$$\tilde{t}_B^I = 0,8025$$

Эквивалентная интенсивность потока восстановления I-го участка равна

$$\tilde{\mu}_1 = (\tilde{t}_B^I)^{-1} = 1,2461 \text{ час}^{-1}$$

Эквивалентная интенсивность потока отказов I-го участка нефтепровода определяется по формуле

$$\tilde{\lambda}_1 = (1 - R^I) \cdot (R^I)^{-1} \tilde{\mu}_1 = 0,0135 \text{ час}^{-1}$$

Аналогично определяем показатели надежности и эквивалентные интенсивности потоков отказов и восстановлений для 2-го и 3-го участков нефтепровода

$$\begin{aligned} R^{\text{II}} &= 0,9915 & R^{\text{III}} &= 0,9948 \\ \tilde{\mu}_2 &= 1,5077 \text{ 1/ч} & \tilde{\mu}_3 &= 0,935 \text{ 1/ч} \\ \tilde{\lambda}_2 &= 0,0129 \text{ 1/ч} & \tilde{\lambda}_3 &= 0,0049 \text{ 1/ч} \end{aligned}$$

Показатель надежности системы МН, состоящей из 3-х участков и 2-х резервуарных парков, определяется по формуле

$$R = 1 - [(1 - R^{\text{II}}) + \Psi_{2,3} (1 - R^{\text{III}})]$$

Величина  $\Psi_{2,3}$  учитывает отказы предыдущих 2-х участков и компенсирующее влияние резервуарного парка.

Для определения  $\Psi_{2,3}$  составляют систему уравнений, общий вид которой

$$\begin{aligned} a_2 \tilde{\lambda}_2 &= \tilde{\lambda}_2 + a_1 \tilde{\lambda}_1 \gamma \tilde{\mu}_1 V_1 \left( \frac{b_2 \tilde{\lambda}_2}{a_1 \tilde{\lambda}_1} \right), \\ b_2 \tilde{\lambda}_2 &= \tilde{\lambda}_2 + b_3 \tilde{\lambda}_3 \gamma \tilde{\mu}_2 V_2 \left( \frac{a_2 \tilde{\lambda}_2}{b_3 \tilde{\lambda}_3} \right), \\ a_3 \tilde{\lambda}_3 &= \tilde{\lambda}_3 + a_2 \tilde{\lambda}_2 \gamma \tilde{\mu}_2 V_2 \left( \frac{b_3 \tilde{\lambda}_3}{a_2 \tilde{\lambda}_2} \right), \end{aligned}$$

где  $V_1$ ,  $V_2$  - объем резервуарного парка в часах.

Данная система трансцендентных уравнений решается методом последовательных приближений.

Подставим числовые значения в систему уравнений

$$\text{Примем } a_1 = b_3 = 1$$

$$0,0129 a_2 = 0,0129 + 0,0135 \gamma_{1,246} \cdot 14,28 \left( \frac{b_2 \cdot 0,0129}{1 \cdot 0,0135} \right)$$

$$0,0129 b_2 = 0,0129 + 0,0049 \gamma_{1,5077} \cdot 28,56 \left( \frac{a_2 \cdot 0,0129}{1 \cdot 0,0049} \right)$$

$$0,0049a_3 = 0,0049 + a_2 \cdot 0,0129 Y_{1,5077 \cdot 28,56} \left( \frac{0,0049}{a_2 \cdot 0,0129} \right)$$

Обозначим  $\gamma = a_2 \tilde{\lambda}_2 \beta_3^{-1} \tilde{\lambda}_3^{-1}$ , тогда

$$Y_{\tilde{\mu}_2 V_2}(\gamma) = \frac{\gamma - 1}{\gamma \exp[\tilde{\mu}_2 V_2 \frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}] - 1} \quad \text{при } \gamma \neq 1$$

Принимаем  $a_2 = a_3 = 1$  и из 2-го уравнения определяем коэффициент  $v_2$

$$0,0129 v_2 = 0,0129 + 0,0049 Y_{43,0599(2,6327)}, \text{ здесь}$$

$$\gamma = 2,6327 \quad \tilde{\mu}_2 V_2 = 43,0599$$

$$v_2 = 1 + 0,3798 \frac{2,6327 - 1}{2,6327 \exp \left\{ 43,0599 \frac{1,6327}{3,6327} \right\} - 1} = 1,1032$$

Значение  $v_2 = 1,1032$  подставляем в первое уравнение системы и определяем коэффициент  $a_2$

$$a_2 = 1 + 1,0465 Y_{17,794(1,0542)}$$

$$a_2 = 1,8828$$

Коэффициент  $\psi_{2,3}$  определяем по формуле

$$\psi_{2,3} = Y_{\tilde{\mu}_2 V_2} \left( \frac{a_2 \tilde{\lambda}_2}{\beta_3 \tilde{\lambda}_3} \right) = Y_{43,0599(2,8506)} = 0,0689$$

Определяем показатель надежности системы МН

$$R = 1 - \left[ (1 - 0,9948) + 0,0689 (1 - 0,9915) \right] = 0,99421$$

Количество дней простоя МН в год определяем по формуле

$$A = 365 \left[ (1 - R_3) + \psi_{2,3} (1 - R_2) \right] = 2,11 \text{ (дней)}$$

Аналогично предыдущим расчетам определим показатель надежности системы МН и количество дней простоя нефтепровода в год для объема резервуарного парка на третьем участке  $V_2 = 100000 \text{ м}^3$ .

Результаты расчетов сведем в таблицу П.2.2.

Таблица П.2.2.

Объем РП на третьем участке, м <sup>3</sup>	Показатели надежности МН	
	Показатель надежности	
	$\lambda$	$A$ (дней)
200000	0,99421	2,11
100000	0,99220	2,86

Экономическую оценку вариантов нефтепровода будем производить по приведенным затратам с учетом предполагаемого ущерба.

Расчет производим для варианта нефтепровода с объемом резервуарного парка на третьем участке  $V_2 = 200000 \text{ м}^3$ .

Капитальные вложения в строительство нефтепровода определяем по формуле

$$K = K_{лч} + K_{ст} ,$$

где  $K_{лч}$  - капвложения в линейную часть, необходимые для прокладки единицы длины трубопровода;

$K_{ст}$  - капвложения в строительство НПС.

На основании [21] капитальные вложения в строительство линейной части МН, в головную НПС и в II промежуточных НПС будут равны

$$K = 130,52 \cdot 700 + 32,11 \cdot 700 + 37,31 \cdot 700 \cdot 11 = 401128 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы слагаются из текущих затрат (ремонтные работы, зарплата эксплуатационников, расход электроэнергии, воды, тепла, горюче-смазочных материалов, ремонт и обновление парка машин и механизмов и др.) и амортизационных отчислений. Сумма эксплуатационных расходов при составлении проекта определяется путем расчета конкретных затрат.

Для условного примера эксплуатационные расходы будем определять по формуле [22]

$$\mathcal{Z} = \beta_1 K_{\text{ЛЧ}} + \gamma_1 K_{\text{СТ}},$$

где  $\beta_1$  - коэффициент, характеризующий размер эксплуатационных издержек на ЛЧ от первоначальных капитальных затрат, принимается равным 0,040;

$\gamma_1$  - коэффициент, характеризующий размер эксплуатационных издержек на НПС, принимается равным 0,20 от первоначальных капитальных затрат на НПС.

$$\mathcal{Z} = 0,040 \cdot 91364 + 0,20(22477 + 287287) = 65607,36 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты без учета ущерба от ненадежности будут равны

$$\Pi = KE + \mathcal{Z} = 401128 \cdot 0,12 + 65607,36 = 113742,72 \text{ тыс.руб.}$$

Подсчитаем ущерб собственно нефтепровода по формуле

$$Y = Y_{\text{Л}} + (\mathcal{Z}_{\text{Л}} + Y_{\text{Н}})_{\text{Л}},$$

Ущерб от простоя МН в год определяем по формуле

$$Y_{\text{Л}} = Y_0 A$$

Удельный ущерб от простоя нефтепровода в течение одного часа определим из таблицы 3.6.1.

Допустим  $L = 350$  км, тогда  $m = 6$ .

$$Y_0 = \frac{I}{8400} (47100 + 6 \cdot 1800 + 22 \cdot 350) = 7809,5 \text{ руб/ч}$$

Суммарное время простоя МН в год равно  $A = 2,11$  дней = 50,64 часа.

$$Y = 7809,5 \cdot 50,64 = 395,5 \text{ тыс.руб/год}$$

Затраты на восстановление одного отказа линейной части определяем из таблицы 3.6.1.

$$\mathcal{Z}_{\text{Л}} = 6 \text{ тыс.руб/отказ}$$

Ущерб от безвозвратно потерянной нефти определяем по формуле

$$Y_{\text{Н}} = V_{\text{Н}} C_{\text{Н}}$$

$V_{\text{Н}} = 1240$  т/отказ - из таблицы 3.6.1.

Принято, что  $C_{\text{Н}} = 11$  руб/т

где  $C_H$  - стоимость 1 т потерянной нефти.

$$C_H = 1240 \cdot 11 = 13640 \text{ руб/отказ}$$

Ущерб от ненадежности данного варианта МН составит

$$C = 395,5 + (6 + 13,64) \cdot 0,266 = 400,72 \text{ тыс.руб/год}$$

Приведенные затраты по первому варианту будут равны

$$\Pi = 113742,72 + 400,72 = 114143,44 \text{ тыс.руб/год}$$

Аналогично подсчитаем приведенные затраты для второго варианта МН с объемом резервуарного парка на третьем участке

$$V_2 = 100000 \text{ м}^3.$$

В этом варианте необходимо учесть уменьшение стоимости резервуарного парка в связи с уменьшением его объема.

$$\Pi = 113611,52 + 541,264 = 114152,784 \text{ тыс.руб/год}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу П.2.3.

Таблица П.2.3.

Надежно-экономические характеристики вариантов МН					
Варианты нефтепровода	Показатель надежности, Р	Количество дней простоя в год (А (дней))	Капитальные вложения в строительство нефтепровода (тыс.руб.)	Ущерб от ненадежности (тыс.руб/год)	Приведенные затраты (тыс.руб/год)
I	0,99421	2,11	401128	400,72	114143,44
II	0,99220	2,86	400308	541,264	114152,784

Сравниваем полученные результаты. Наилучшие технико-экономические показатели имеет I вариант МН с объемом резервуарного парка на третьем участке  $V_2 = 200000 \text{ м}^3$ .

Пример 2: (с использованием структурных моделей теории надежности).

Рассмотрим систему некоторого условного двухниточного МН, состоящего из 3-х участков. Основные характеристики однониточных МН, входивших в систему, представлены на рис.П.2.1., исходные данные для расчета надежности взяты из примера I и [8].

В практике проектирования МН предусматривается введение резервов, для двухиточных МН характерно структурное резервирование (перемычки и задвижки), нагрузочное (запас прочности) и др.

С использованием норм [21] и положений [23] принимаем, что число участков в системе на линейной части МН между насосными станциями равно 7, запас прочности характеризуется коэффициентом  $\bar{A}_j$ , задаваемым согласно примеру из [8], равным 1,36. Для режима течения принимаем, что  $M = 0,25$ .

Показатели надежности линейной части системы МН подчитаем по формулам, приведенным в разделе 3.4 настоящей Инструкции

$$K_1 = 1 - 2\lambda\tau(1-\eta) = 0,999826$$

$$K_{r2} = 0,999739$$

$$K_{r3} = 0,999826$$

$$K_r = K_{r1}, K_{r2}, K_{r3} = 0,999391$$

$$K_n = 1 - K_r = 0,000609$$

$$T_n = K_n \cdot t = 5,33 \text{ час/год}$$

Для сравнения вычислим надежность линейной части аналогичной системы, но без перемычек  $T_n = 24,26$  час в год.

Таким образом, резервирование МН с помощью перемычек и запаса прочности повысило надежность функционирования линейной части МН в 4,5 раза (по времени простоя).

Расчеты показывают, что наименее надежным звеном в системе МН является НПС. Простой одной НПС в рассматриваемой системе составляет 48,61 час в год.

Пример 3. Принимаем, что разрыв труб МН начинаются с концентраторов напряжений заводского, строительного или эксплуатационного характера, т.е.  $\lambda(\delta, \alpha_B) = \lambda(\delta, \alpha_B) / m = 0$

$$\alpha_{Bmax} = 8, \quad \alpha_{Bmin} = 2 \text{ (согласно эмпирическим данным [23])}.$$

По статистическим данным об отказах МН  $\lambda_{\text{ф}} = 2,8 \frac{\text{отк}}{\text{год} \cdot 1000 \text{ км}}$ ;

$\alpha_{\text{бф}} = 4$ , таким образом зависимость П.3.4.5 запишется в следующем виде:

$$\lambda(\delta, \alpha_{\text{б}}) / m=0 = \left( \frac{3 \cdot \alpha_{\text{б}}}{\delta - \alpha_{\text{б}}} - 1 \right)^{1,5}$$

Если рассматривать зону сварного шва труб, то определяющими уровнем концентрации напряжений являются смещения кромок в сварном шве, угловатость в околошовной зоне, радиус закругления в зоне сопряжения сварного шва и основного металла, ширина и высота сварного шва. Для случая смещения кромок 1 мм, угловатости (овальности) трубы 1%, радиуса закругления 0,45 мм, ширины и высоты шва соответственно 10 и 3 мм имеем  $\alpha_{\text{б}} = 3,5$ .

При заданном  $\alpha_{\text{б}} = 3,5$  ожидаемая интенсивность отказов составляет

$$\lambda(\delta, \alpha_{\text{б}}) / m=0 = 1,53 \frac{\text{отк}}{\text{год} \cdot 1000 \text{ км}}$$

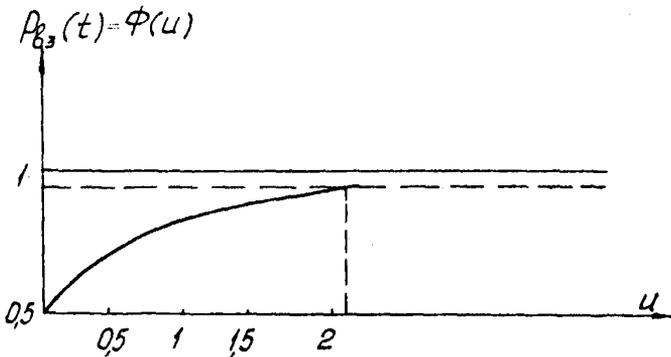
Модель 3.4.5. может быть использована для оценки показателя надежности линейной части МН при заданных прочности и качества изготовления труб, качестве строительства МН, либо для определения оптимальных характеристик прочности и качества труб при заданном уровне надежности линейной части.

## Приложение 3

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО  
НЕФТЕПРОВОДА КАК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Пример 1: Выполним оценку резерва по производительности графически.

График зависимости вероятности выполнения задания от величины резерва производительности имеет вид



По известной вероятности выполнения задания, например,  $P_{B_3}(t) = 0,98$ , находим на оси ординат графика соответствующее значение. Восстанавливаем из этой точки перпендикуляр до пересечения с кривой  $\Phi(u) = P_{B_3}(t)$ . Из точки пересечения восстанавливаем перпендикуляр к оси абсцисс, получим значение  $u = 2,05$ . Определяем нормативную величину резерва по производительности по формуле

$$X_{норм} = 2,05 \sigma_X; X_{ср}^{-1}$$

Пример 2: Выдано задание на проектирование индивидуального МН со следующими конструктивными и гидравлическими параметрами: длина  $L = 1000$  км;  $D_H = 720$  мм; число ниток — одна; нефтепровод проходит по равнинно-холмистой местности; число технологических участков  $n = 2$ ;  $M = 0,25$ ; число НПС согласно гидравли-

ческим расчетам равно 7; годовая производительность  $Q = 18$  млн. тонн; часовая производительность плановая  $q = 2054,8$  т; календарное время работы  $t = 8760$  час; вероятность выполнения задания  $P_{0,3}(t) = 0,98$ .

Определить величину резерва по производительности МН, с помощью которого обеспечивается проектная вероятность выполнения задания.

Для определения величины резерва производительности используем модель раздела 3.5.

Исходная информация к этой модели должна формироваться на базе наблюдений процесса функционирования МН в течение длительного времени для установления устойчивых тенденций, характеризующих отклонения реальной поставки нефти от плановой.

При ориентировании на месячное планирование перекачки статистические данные принимаем, например, в следующем виде

$$X_{i1}^* = 51400 \text{ т.сут.};$$

$$X_{i2}^* = 51400 \text{ т.сут.}; \dots; X_{i_{16}}^* = 51429 \text{ т.сут.}; \dots;$$

$X_{i_{28}}^* = 52116 \text{ т.сут.}; \dots$  Суточная плановая производительность равна  $X_{пл}^* = 49315 \text{ т.сут.}$

С использованием соответствующих формул математической статистики определим значения  $\beta_x, \chi_{cp}^*; \beta_x = 1500 \text{ т.сут.};$   
 $\chi_{cp}^* = 49855,7 \text{ т.сут.}$

Представляя значения  $\chi_{cp}^*, \beta_x$  в формулу для  $\chi_{норм}$  из примера I, получим для резерва производительности значение  $\chi_{норм} = 6,2 \%$ .

Резерв производительности на практике обеспечивается за счет составляющих (временное, структурное резервирование) следующим образом:

определяется эффективность видов резервирования ( $i = 1$  - временное резервирование,  $i = 2$  - структурное резервирование);

для однониточного нефтепровода структурный резерв в форме перемычек или резервного нефтепровода отсутствует, поэтому  $\alpha_2 = 0$ .

Таким образом,  $\alpha_1 = 1$ , а резерв производительности может обеспечиваться на практике временным резервом, т.е. либо резервом времени 6,2 % от календарного (22 суток), либо резервуарным парком у поставщика и потребителя емкостью 6,2 % от годовой производительности нефтепровода (1,08 млн.т).

Окончательный вариант обеспечения резерва по производительности выбирается на базе технико-экономического расчета. Сопоставляя значение  $X_{норм}$  с оценкой резерва по производительности делаем вывод о том, что этот резерв является оперативным, т.е.

$$X_1(t) + X_2(t) + X_5(t) + X_7(t) + X_9(t) = X_{норм}$$

Коэффициент оперативного резерва для данного примера, соответствующий значению  $X_{норм}, K_{оп} = 0,938$ .

Потребность в директивном управлении надежностью МН возникает при капитальном ремонте его линейной части, при обслуживании и т.д. Средством директивного управления надежностью МН является, в зависимости от его длительности, либо перераспределение грузопотоков нефти с помощью вспомогательных нефтепроводов, либо использование избыточной пропускной способности МН. Для определения величины директивного резерва производительности используется также модель раздела 3.5.

Принимая стратегию по одновременному ремонту всего МН несколькими бригадами (обеспеченное обслуживание МН), ориентированную на ремонт в летнее время в одну смену, получим оценку времени простоя нефтепровода  $T_{пр} = 720$  час. Недопоставка нефти за время ремонта составит 1479456 т или 8,22 % от годовой производительности МН, т.е.  $X_3(t) = 8,22$  %. Компенсация недопоставки может осуществляться или перераспределением грузопотоков, или ис-

пользованием вязкостного резерва  $X_7(t)$  пропускной способности МН, оценка которого дает величину  $X_7(t) = 5 + 15\%$  годовой производительности МН. Величина недопоставки нефти от замены элементов МН зависит от стратегии проведения замены. При этом длительность простоя изменяется в пределах от 30 час (замена одного элемента) до 600 час (замена элементов группами по 5 единиц). При наличии развитой системы ТОР возможно совмещение капитального ремонта с заменой элементов МН.

В расчете на наихудший случай получим верхнюю оценку времени простоя МН из-за проведения указанных директивных мероприятий 1320 час, для компенсации которой требуется наличие резерва по производительности до 15,07%, т.е.  $X_3(t) + X_4(t) = 15,07\%$ . При этом принимаем, что  $X_6(t) = X_8(t) = X_{10}(t) = 0$ . Коэффициент директивного резерва с учетом значений составляющих  $X_i(t)$ , полученных в настоящем примере,  $K_{дн} = 0,845$ .

Суммируя все составляющие резерва производительности получим для данного примера в качестве верхней оценки  $X(t) = 21,27\%$ , в качестве нижней оценки  $X(t) = 6,2\%$  годовой производительности МН.

Принимая значения коэффициентов  $K_{гр}, K_{сн}, K$ , равными единице, и подставляя значения коэффициентов  $K_{он}, K_{дн}$ , полученные в настоящем примере, получают для расчетного времени работы МН следующие значения:

$T_{и} = 341$  сутки для оперативного управления процессом функционирования;

$T_{и} = 288$  суток для оперативного и директивного управления процессом функционирования.

Пример 3: Выдано задание на проектирование МН, который войдет в нефтепроводную систему, характеризуемую следующими конструктивными и гидравлическими параметрами:

1. Длина  $L = 1000$  км,  $D_{H_1} = 720$  мм,  $D_{H_2} = 720$  мм.

2. Число ниток - две (с учетом вновь проектируемого трубопровода).

Примечание: Выбор для исследования двухниточного трубопровода обусловлен следующими причинами: 1) на практике наиболее общий случай многониточных систем - двухниточные; 2) многониточная система может быть сведена к двухниточной с помощью модели эквивалентирования, описанной в [8]; 3) резерв производительности двухниточной системы подсчитывается наиболее просто.

3. Нефтепроводы проходят по равнинно-холмистой местности.

4. Число технологических участков на каждом трубопроводе  $n_1 = n_2 = 2$ ;  $M_1 = M_2 = 0,25$  (режим течения).

5. Число НПС, согласно гидравлическим расчетам, равно 7.

6. Годовая производительность  $Q_{H_1} = Q_{H_2} = 18$  млн.т, суточная производительность (плановая)  $q_{H_1} = q_{H_2} = 19315$  т, часовая производительность  $q_{H_1}^* = q_{H_2}^* = 2054,8$  т.

7. Календарное время работы 8760 час = 365 сут;

8. Расчетное время работы  $T_{H_1} = T_{H_2} = 8242$  час (см. пример 2);

9. Коэффициенты оперативного резерва (см. пример 2);

$$K_{OH_1} = K_{OH_2} = 0,938$$

10. Коэффициенты директивного резерва (см. пример 2);

$$K_{DH_1} = K_{DH_2} = 0,845$$

11. Степень секционирования перемычками  $r = 8$ ;

12. Толщина стенки трубы (расчетная)  $\delta_1 = \delta_2 = 7$  мм;

13. Число участков, отключаемых при отказах на трубопроводе,  $\alpha_i = 2$ ;

14. Разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода  $\Delta Z = 0$ ;

15. Ускорение свободного падения  $g = 9,8$  м/с<sup>2</sup>;

16. Плотность нефти  $\rho = 0,85$  т·м<sup>-3</sup>;

17. Время простоя индивидуального трубопровода равно  $T_{пр} = 325$  час.

Определить величину резерва по производительности системы нефтепровода.

Для этого рассчитываем время работы данной системы.

Решение

1. Параметры модели, эквивалентной двухниточному МН, следующие (см. [8]):

$$\begin{aligned} d_{вн}^{1н} &= 995,46 \text{ мм} \\ d_{вн}^{2н} &= 706 \text{ мм} \\ \rho_{раб} &= 5,7 \text{ МПа} = 56 \text{ кгс/см}^2 \\ \rho_{подп} &= 28,55 \text{ м.вод.ст.} = 2,855 \text{ кгс/см}^2 \\ \xi_1 = \xi_2 &= 0,67 \end{aligned}$$

2. Оценим расчетное время работы системы трубопроводов

$$T_c = 2 \frac{8242}{2} - 2 \cdot 325 \cdot 0,67 = 7806,5 \approx 325 \text{ сут.}$$

3. Резерв производительности системы трубопроводов составит

$$X(t) = \frac{365 - 325}{365} \cdot 100 \% = 11 \%$$

4. Сравнивая с резервом по производительности индивидуально-го трубопровода, получим, что объединение МН перемычками повысило резерв производительности системы на 4,8 %.

5. Определим для системы трубопровода вероятность выполнения задания  $P_{вз}(t)$ , из формулы примера I имеем

$$X_{нор} = X(t) = \frac{1}{C_p} \cdot X_{ср}^{-1}$$

преобразуем ее следующим образом

$$C = X(t) \cdot X_{ср} \cdot C_p^{-1}$$

Значения могут быть вычислены как и в примере 2 на модели

двухниточной системы, полагая, что  $\chi_{cp} = 100000$  т.сут,  $\beta_x = 4000$  т.сут получим

$$\omega = \frac{0,11 \cdot 100000}{4000} = 2,75$$

По графику примера I или таблице значений интеграла Лапласа для  $\omega = 2,75$  найдем, что вероятность выполнения задания системы составляет  $P_{B3}(t) = 0,9970$ .

6. Определяем вероятную недопоставку нефти системой

$$\Delta Q = (Q_1 + Q_2)(1 - P_{B3}(t)) = 108000 \text{ т.}$$

Для сведения риска недопоставки к нулю резервуарная емкость у потребителя и поставщика очевидно должна иметь этот же порядок и вмещать не менее 1,080 суточного запаса нефти.

Таким образом, объединение нефтепроводов перемычками в единую систему позволяет повысить резерв ее производительности и конкурировать с резервуарными парками при выборе мероприятий по обеспечению вероятности выполнения задания.

Пример 4: Выдано задание на проектирование ненагруженного резервного трубопровода, который предназначен для регулирования грузопотоков нефти системы двухниточных трубопроводов, рассмотренных в примере № 3.

Предполагается, что в планируемом году намечается капитальный ремонт и замена элементов, отработавших ресурс на обоих трубопроводах одновременно.

Резерв по производительности индивидуальных трубопроводов, входящих в двухниточную систему, а именно директивный, составляет 15,07 % (см. пример № 2).

Определим расчетное время работы резервного нефтепровода.

I. Получают следующее значение

$$T_p = 2 \cdot 365 (1 - K_{d1}) = 110 \text{ сут.}$$

2. Оценив недопоставку нефти при капитальном ремонте МН, получим величину грузопотока нефти для резервного МН

$$Q' = 5,4252 \text{ млн.т.}$$

Конструктивные и технологические параметры резервного трубопровода рассчитываются при проектировании на базе значений  $Q$  и  $T_p$  с учетом критерия минимума приведенных затрат на резервный трубопровод.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Показатели надежности в проектной документации	<u>4</u>
2. Классификация методической и нормативной базы по вопросам надежности магистральных нефтепроводов	<u>8</u>
3. Инструкция для оценки показателей надежности объектов магистрального нефтепровода при проектировании	<u>9</u>
3.1. Общие положения	<u>9</u>
3.2. Порядок определения показателей надежности конструкции объектов магистрального нефтепровода	<u>11</u>
3.3. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием марковских моделей	<u>16</u>
3.4. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием структурных моделей теории надежности	<u>25</u>
3.5. Порядок определения показателей надежности магистрального нефтепровода как технологической системы	<u>29</u>
3.6. Выбор оптимального варианта проектируемого магистрального нефтепровода	<u>32</u>
3.7. Выбор оптимального уровня и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта проектируемого магистрального нефтепровода	<u>33</u>
3.8. Выбор оптимальной величины резервов магистрального нефтепровода	<u>37</u>
Список литературы	<u>40</u>

- Приложение 1. Примеры расчета показателей надежности  
конструкции объектов магистрального неф-  
тепровода - труб 43
- Приложение 2. Примеры расчета показателей надежности  
функционирования магистрального нефте-  
провода 46
- Приложение 3. Примеры расчета показателей надежности  
магистрального нефтепровода как техно-  
логической системы 59

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ ТИПОВОГО СОСТАВА РАЗДЕЛОВ  
"ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ" В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА  
МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ  
РД 39-0147103-349-86

Издание ВНИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

---

Подписано к печати 3.10.86г. ПО1780  
Формат 90x60/16. Уч.-изд.л. 3,5. Тираж 120 экз.  
Заказ 194

---

Ротапринт ВНИСПТнефти