Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ ТИПОВОГО СОСТАВА РАЗДЕЛОВ "ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ" В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ

РД 39-0147103-349-86

1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

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

1986

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.Росликовым 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.IO.86г.

Срок действия по I.IO.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.

I. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

I.I. 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.

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

I.2. С позиций системного подхода выделяются три уровня надежности МН:

надежность конструкции;

надежность функционирования;

надежность технологического процесса.

I.2.I. 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.

I.2.2. Надежность функционирования объекта МН - свойство как системы обеспечивать устойчивое выполнение возложенных на него функций на плановых уровнях.

I.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.I. 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.I. 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.

I.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).

I.5. Классификация объектов МН по уровням надежности предлагается в следующем виде.

I.5.I. Надежность конструкции:

трубы, арматура, детали насосов и электродвигателей, резервуары;

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

НПС, МН.

I.5.2. Надежность функционирования:

ЛЧ и головная НПС (без резервуарного парка (РП) и с (РП);

МН (без промежуточных РП (ПРП) и с ПРП).

I.5.3. Надежность МН как технологической системы:

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

I.6. Классификация показателей надежности конструкции по объектам МН предлагается в следующем виде.

I.6.I. Надежность конструкции элементов МН (труб, деталей насосов и т.п.);

наработка на отказ (назначенная и установленная);

ресуро (назначенный или установленный).

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

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

I.6.2. Надежность конструкции объектов МН (ЛЧ, насосы, МН):

вероятность безотказной работы;

параметр потока отказов.

I.7. Оценка надежности конструкции на этапе проектирования позволяет установить надежность объекта МН в начальный момент времени эксплуатации, т.е. характеристику запаса прочности в конструкции.

I.7.I. Оценка надежности конструкции на этапе эксплуатации позволяет установить степень снижения надежности объектов МН и предусмотреть мероприятия по ее повышению (восстановлению).

I.8. Оценка надежности функционирования на этапе проектирования позволяет на научной основе планировать процесс перекачки и обосновать мероприятия по его обеспечению.

I.8.I. Оценка надежности функционирования на этапе эксплуатации дает информацию для управления процессом перекачки по МН и создает предпосылки для обеспечения гарантированного выполнения задания.

I.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.

I.9.I. Оценка надежности технологического процесса на этапе эксплуатации позволяет контролировать расход резерва по производительности.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ПО ВОПРОСАМ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.I. Для оценки надежности конструкции должны использоваться следующие документы:

Р 30I-77 [3], РД 39-30-I68-79 [9] (дополняет [3] в части математических соотношений для установления предельного состояния), методика [I7] (должна служить основой для расчетов, установленных показателей надежности объектов МН).

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

РД 39-I-62-78 [4] , РД 39-30-II2-78 [8] , РД 39-30-494-80 [II] , РД 39-30-6I6-8I [I3] .

2.3. Для оценки потенциала системы технического обслуживания и ремонта МН должен использоваться руководящий документ РД 39-30-72I-82 [I5] .

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

РД 39-30-I07-78 [7] , РД 39-30-298-79 [I0] , РД 39-30-494-80 [II] .

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

РД 39-30-539-8I [I2] , инструкция [I6] .

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

ГОСТ 27.002-83 [I] , ГОСТ 22954-78 [5] , ГОСТ 27.203-83 [6], ОСТ 39.I30-8I [I4].

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

методика [I8] , проект ОСТ [I9] , [20] .

2.7. Нормативный документ СНиП 2.05.06-85 [2] является основополагающим при проектировании МН, документы, перечисленные в пп.2.I - 2.6.I, должны дополнять его в плане обеспечения надежности МН.

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

3.I. Общие положения

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

3.I.2. В основу Инструкции положена следующая классификация основных показателей надежности по объектам МН и уровням надежности.

Таблица 3.I.I.

Классификация показателей надежности

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

1	2	3	4	5
II.	Надежность функционирования	безотказность и ремонтопригодность	Эквивалентное время простоя, коэффициент готовности, показатель качества функционирования	Линейная часть, МН, НПС, МН в целом (система)
III.	Надежность технологической системы	безотказность, ремонтопригодность, долговечность, сохран.	Вероятность выполнения задания	Комплекс: промысел-МН-НПЗ (пункт отгрузки) (большие системы энергетики)

3.I.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.I.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, с использованием [I3]);

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

установление резервных элементов и норм на них (например, с использованием [II]);

анализ условий эксплуатации и установления дестабилизирующих 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.

$$U = \left[\tilde{R} - \frac{P_{исп}(D_н - 2\tilde{\delta})}{2\tilde{\delta}}\right] > 0,$$

$\tilde{R}$ - случайная величина какой-либо характеристики прочности трубы, достижение которой принято за предельное состояние;

$P_{исп}$ - детерминированная величина испытательного давления;

$Д_н$ - 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 $P(u>0)=P\left(\left[\tilde{R}-\right.\right.$

$\left.\left.-\frac{P_{исп}(D_н-2\tilde{\delta})}{2\tilde{\delta}}\right]>0\right)$,

это выражение может быть линеаризовано, т.е.

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

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

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

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

где $\bar{u}$, $\bar{R}$, $\bar{\eta}$ - математические ожидания соответствующих случайных величин;

S_u^2 - стандарт (средне-квадратичное отклонение).

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

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

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

где Φ - 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:

$$P = 0{,}5 + \Phi\left(\frac{\bar{\varepsilon}_{доп} - \bar{\varepsilon}_{раб}}{|\delta|^2_{\varepsilon_{доп}} + |\delta|^2_{\varepsilon_{раб}}}\right),$$

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

3.2.10. Дисперсия определяется по следующей формуле:

$$|\delta|^2_{доп} = N_{доп}^{-2m_1} K_\varepsilon^{-2} |\delta|^2_C + N_{доп}^{-2m_1} K_\varepsilon^{-4} C^2 |\delta|^2_{K_\varepsilon}$$

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

$$P = 0{,}5 + \Phi\left(\frac{n-1}{n^2 A_C^2 + n^2 A^2_{K_\varepsilon} + A^2_{\varepsilon_{раб}}}\right),$$

где $n = \varepsilon_{доп} \varepsilon_{раб}^{-1}$ - коэффициент запаса по деформации; A - коэффициент изменчивости соответствующих параметров $C, K_\varepsilon, \varepsilon_{раб}$.

3.2.12. Коэффициент концентрации деформаций определяется по формуле

$$K_\varepsilon = N_{доп}^{-m_1} C^{-1} \bar{\varepsilon}_{раб}^{-1} \quad \text{или}$$

$$N_{доп} = \sqrt[m_1]{C K_\varepsilon^{-1} n^{-1} \bar{\varepsilon}_{раб}^{-1}}$$

3.2.I3. 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.I4. Оценка надежности сварных соединений труб выполняется по следующим формулам [I3]:

$$\alpha_{\sigma}^2 = 0{,}651\left(\frac{a}{\rho}\right)^{0{,}377} K_1^2(S) K_2^2(u_1),$$

$$\alpha_{\sigma} = K_{\sigma} K_{\varepsilon},$$

$$K_{\sigma} = \sigma_{max} \cdot \sigma_{раб}^{-1},$$

где α_{σ} - теоретический коэффициент концентрации напряжений; ρ - радиус закругления в зоне сопряжения усиления шва с основным металлом; θ - угол перехода шва к основному металлу; a - половина ширины шва сварного соединения; S - смещения кромок по высоте сварного шва; u_1 - степень овальности; δ - толщина стенки; K_{σ} - коэффициент концентрации напряжений.

3.2.I5. Степень овальности связана с коэффициентом $K_2(u_1)$ соотношением следующего вида [I7]

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

где p^* - внутреннее давление; R - номинальный радиус срединной поверхности трубы; μ - 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.I6. Теоретический коэффициент концентрации напряжений связан с учитываемыми признаками ρ, S, u_1, a следующей зависимостью [I7].

$$\alpha_{\sigma} = -0,725 - 3,757Q + 4,26S + 0,818U_1 + 0,0716a$$

3.2.I7. Оптимизация значений показателя качества сварных швов труб по критерию надежности выполняется по следующей целевой функции [I7]:

$$U = \varepsilon = f\left[\alpha_{\sigma}(a, \beta, \Theta, Q, S, U_1)\right]$$

Оптимальное значение целевой функции 4.I7 достигается при

$$U = \varepsilon_{доп} = f\left[\alpha_{\sigma доп}(a, \beta, \Theta, Q_{min}(доп), S, U_1)\right],$$

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

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

3.2.I8. Связь между показателями качества и надежности труб задается следующим выражением [I7]:

$$\bar{\alpha}_{\sigma доп} = \left[\frac{N_{доп}^{-m_1} \bar{\chi} K_{\sigma}}{n_{\varepsilon} \bar{\varepsilon}_{раб}} - \bar{\varepsilon}_{раб\sigma}\left(n_{\varepsilon}^2 A_{\chi}^2 + n_{\varepsilon}^2 A_{K_{\sigma}}^2 + A_{\varepsilon_{раб}}^2\right)\right]$$

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

$$\Phi\left[U_{\varepsilon}(n_{\varepsilon})\right] = P_{н}(N_{доп}) - 0,5$$

$$\alpha_{\sigma\, min(доп)} = \bar{\alpha}_{\sigma доп} - U_{\varepsilon} |\sigma|_{\alpha_{\sigma}},$$

где $|\sigma|_{\alpha_{\sigma}}$ - среднеквадратичное отклонение определяется с учетом некоррелированности χ, K_{σ}, $\varepsilon_{раб}$ по следующей формуле:

$$\frac{N_{доп}^{-m_c} \cdot \bar{K}_{\sigma}}{n_{\varepsilon} \cdot \bar{\varepsilon}_{раб}} |\sigma|_{\chi}^2 + \frac{N_{доп}^{-m_c} \bar{\chi} \cdot \bar{K}_{\sigma}}{n_{\varepsilon} \cdot \bar{\varepsilon}_{раб}^2} |\sigma|_{\varepsilon_{раб}}^2 + \frac{N_{доп}^{-m_c} \cdot \bar{\chi}}{n_{\varepsilon} \cdot \bar{\varepsilon}_{раб}} |\sigma|_{K_{\sigma}}^2$$

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 - ЛЧ (под линейным участком МН подразумевается собственно трубопровод между резервуарными парками), резервуарные парки (РП).

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

Состояние элементов в любой момент времени t описывается функцией вида:

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

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-

спрут 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.I).

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

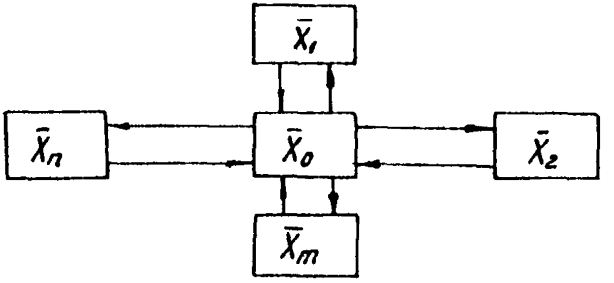


Рис.3.3.I Схема состояний участка МН,

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

$\mu_1 = \mu_2 = \mu_m = \mu_{НПС}$

$\lambda_n = \lambda_{лч}$ - интенсивности потоков отказов

$\mu_n = \mu_{лч}$ и восстановлений линейной части.

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 прилегания, диаметра и времени эксплуатации для нефтепроводов ϕ 720-I220 мм за период I976-I98I гг. принимаются согласно данным таблицы 3.3.I.

Таблица 3.3.I

Показатели надежности нефтепроводов

Категория зон	Количество отказов			Интенсивность отказов, I/год·I000 км	Среднее время восстановления, час
	общее	по диаметрам			
I	I88	720	II5	2,25	29
		820	34	I,20	35
		I020	II	0,38	46
II	22	I220	28	0,68	40
		I020	22	5,26	I3
III	47	720	47	9,47	8
		720	8	I,95	-
		820	6	0,88	69
		I020	I0	I,34	50
IУ	48	I220	24	I,00	75

Категория почвенно-климатических зон прилегания 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.

IУ 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 прилегания,

по соответствующим перечисленным категориям.

3.3.6. Согласно данным ВНИИСПТнефть, 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		
	λ	$\lambda_{ср}$	$\bar{\lambda}$	$\tau_в$	$\tau_{ср}$	$\bar{\tau}_в$
Система энергоснабжения	0,00125	0,0015	0,002	I	3	5
Общестанционные установки, система собственных нужд, автономная защита и т.д.	0,002	0,00035	0,0005	0,5	I,0	I,5

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

Таблица 3.3.3

Время восстановления линейной части нефтепровода

Д, мм	$\tau_{в.л}$, час
530	26
720	30
820	38
I020	43
I220	5I

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-

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

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

$$P_0 = \left(1 + m\frac{\lambda_m}{\mu_m} + \frac{\lambda_n}{\mu_n}\right)^{-1},$$

где m - количество НПС на участке;

μ_m - интенсивность потока восстановления НПС;

μ_n - интенсивность потока восстановления ЛЧ,

$$\mu_n = \tau_{в.ч}^{-1}$$

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

$$P_m = P_0 \lambda_m \mu_m^{-1}$$

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

$$P = P_0 \lambda_n \mu_n^{-1}$$

3.3.11. Определяется показатель качества функционирования системы МН:

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

где M - знак математического ожидания;

N – общее число состояний.

3.3.I2. Определяется показатель качества функционирования для идеального МН

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

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

Φ_{0t} – характеристика качества функционирования, определяемая при условии, что рассматриваемые элементы МН являются абсолютно безотказными.

3.3.I3. Мгновенный показатель надежности МН определяется по формуле

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

3.3.I4. 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

$$\tilde{\tau}_{Bn} = \tilde{\mu}_n^{-1} = \lambda_{\Sigma n}^{-1}\left(\lambda_{\Pi\Psi n}\cdot\tau_{\Pi\Psi n} + \lambda_{HПС}\cdot\tau_{HПС}\right),$$

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

$\lambda_{\Pi\Psi n}, \tau_{\Pi\Psi n}$ – интенсивность потока отказов n-го участка и время восстановления n-го участка.

Суммарная интенсивность потока отказов n-го участка определяется по формуле

$$\lambda_{\Sigma n} = \lambda_{HПС}\cdot m + \lambda_{\Pi\Psi n},$$

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

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

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^3;

q_n - производительность n-го участка в м^3 час$^{-1}$.

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

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

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

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

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

3.3.I6. Показатель надежности системы МН, состоящей из K участков и $(K-1)$ РП в днях простоя в год, определяется по формуле

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

3.3.I7. Определение показателей надежности МН можно производить по программе расчета показателей надежности на ЭВМ "Надри" на языке "ап" и по программе, разработанной ВЦ ВНИИСПТнефть, на языке "Фортран" для ЭВМ ЕС-I020.

3.3.I8. 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 восстановлений лупинга на n-ом участке;

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

3.3.I9. Производительность n-го участка МН при отказе лупинга снижается до величины:

$$Q_{3n} = \left(1+\left(\frac{D_л}{D}\right)^{\frac{5-M}{2-M}}\right)^{-1} \cdot Q_{0n},$$

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

$D_л$ - 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 (~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

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

где λ_r, μ_r - интенсивности потоков отказов и восстановлений головной НПС;

m_n - количество промежуточных НПС на n-ом участке;

λ_1, μ_1 - интенсивность потоков отказов и восстановлений промежуточной НПС;

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

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

λ_3, μ_3 - интенсивности потоков отказов и восстановлений задвижки;

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

$m_{сп_n}$ - 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

$$\tilde{\tau}_{в_n}=\lambda_{\Sigma n}^{-1}\left(\frac{\lambda_r}{\mu_r}+m_n\frac{\lambda_1}{\mu_1}+\frac{\lambda_{2,n}}{\mu_{2,n}}+N_{3,n}\frac{\lambda_3}{\mu_3}+\frac{\lambda_{л,n}}{\mu_{л,n}}+m_{сп_n}\frac{\lambda_{сп}}{\mu_{сп}}\right),$$

где λ_{Σ_n} - суммарная интенсивность потока отказов n-го участка.

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

$$\lambda_{\Sigma_n} = (\lambda_r + m_n \lambda_1 + \lambda_{2,n} + N_{3n} \lambda_3 + \lambda_{1,n} + m_{cn_n} \lambda_{cn})$$

3.3.25. Показатель надежности n-го участка определяется по формуле

$$P_n = P_{01} \left(1 + m_n \frac{\lambda_1}{\mu_1} \cdot \frac{Q_1}{Q_{0n}} + \frac{\lambda_{1,n}}{\mu_{1,n}} \frac{Q_3}{Q_{0n}} + \frac{\lambda_{cn}}{\mu_{cn}} m_{cn_n} \frac{Q_2}{Q_{0n}}\right),$$

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 $K_г$; эквивалентный параметр потока отказов; эквивалентное время простоя T.

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

$$K_г = 1 - \beta_г \sum_{j=1}^{\kappa} \tau_j \lambda_j \sum_{r_i=1}^{r} (1 - x_{ijr_i}),$$

$$x_{ijr_i} = \begin{cases} \eta_{ijr_i} & \text{, если в системе есть последействие;} \\ \xi_{ijr_i} & \text{, если в системе нет последействия;} \end{cases}$$

$\beta_г$ - коэффициент секционирования МН;

κ - число ниток в системе; j - индекс;

τ_j - среднее время восстановления j-ой нитки (статистические данные табл.3.3.3);

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

r_i - номер участка, на котором произошел отказ;

r - степень секционирования;

$$\xi_{ijr_i} = \left[1 + \frac{\alpha_{ir_i}}{r}\left(\left(\frac{d_{вн}^{r_i}}{d_{внj}^{r_i}}\right)^{5-M} - 1\right)\right]^{\frac{1}{2-M}} \left[1 - \frac{P_{подп} + \Delta Z \rho g}{P_{раб}}\right]^{\frac{1}{2-M}}.$$

$$\eta_{ijr_i} = \left\{\frac{\bar{A}_j r - \alpha_{ir_i}\left(d_{вн}^{r_i}/d_{внj}^{r_i}\right)^{5-M} - \theta_i\left(1 - \frac{\alpha_{ir_i}}{r}\left(1 - \frac{d_{внj}^{r_i}}{d_{вн}^{r_i}}\right)\right)^{5-M}}{r - \alpha_{ir_i}}\right\}^{\frac{1}{2-M}}$$

α_{ir_i} - число участков, отключенных при отказе;

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

M - коэффициент режима течения;

$P_{подп}$ - подпор в модели системы;

ΔZ - разница нивелирных отметок начала и конца трубопровода;

ρ - плотность нефти;

g - ускорение свободного падения;

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

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

$$\theta_i = \left[\left(d_{вн}^{n} / d_{вн_j}^{n}\right)^{5-M} + r\right]\left[P_{подп} + \Delta Z \rho g\right] P_{раб}^{-1}$$

$$\bar{A}_j = 0{,}9\, R_{2j}^{н} K_1 K_{нj} \left(R_{1j}^{н} m'\right)^{-1}$$

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

$K_1, K_{нj}, m'$ - 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

$$P_{раб} = 6{,}2I424 - 0{,}0I428 Q';$$

выбирается минимальное $\bar{A}_j$;

вычисляется давление подпора в модели

$$P_{подп} = 8{,}57I4 + 0{,}009I4\, Q, \quad I250 < Q < 3000$$

$$P_{подп} = 23{,}58 + 0{,}004I4\, Q, \quad 3000 < Q < I0000;$$

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

$$P_{подп} = |\Delta z| (\rho g)^{-1}$$

$$\bar{A}_j = \bar{A}_j + |P_{подп} + \Delta Z \rho g| \cdot P_{раб}^{-1};$$

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

вычисляется показатель надежности ξ_{ijr_1};

проверяется $\bar{A}_j = I$, если да, то переход к $m3$;

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

исправной нитке можно перекачивать нефть без снижения производительности системы, для вычисления показателей надежности перейти к $m2$ (при $\eta_{ijr_1}=1$), 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 η_{ijr_1} как отношение

$$Q_{отк}Q^{-1}=\eta_{ijr_1};$$

вычисляется показатель надежности K_r и производные от него показатели, $K_r=f(\eta_{ijr_1})$ (см. п.3.4.2), перейти к $m3$;

$m2$: вычисляется показатель надежности K_r и производные от него показатели, $K_r=f(\xi_{ijr_1})$, (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 ВНИИСПТнефть, с помощью следующего соотношения:

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

где σ_{max}, σ_{min} - верхняя и нижняя границы интервалов изменения δ (определяются согласно [11]; $\alpha_{\sigma max}$, $\alpha_{\sigma min}$ - аналогично для теоретического коэффициента концентраций напряжений

(определяются эмпирически); a , b - постоянные, определяемые эмпирически

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

$$b = \frac{\ln(1-m)\lambda_{\phi}}{\ln\left(\frac{\bar{\alpha}_{\sigma\phi}(\alpha_{\sigma max}-\alpha_{\sigma min})}{\alpha_{\sigma min}(\alpha_{\sigma max}-\bar{\alpha}_{\sigma\phi})}-1\right)},$$

где λ_{ϕ} - интенсивность отказов, количественное значение которой определяется по статистическим данным об отказах; $\bar{\alpha}_{\sigma\phi}$ - 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:

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

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;

$P(t)$ - 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;

σ_x - средне-квадратичное отклонение.

Величины $X_{ср}$, σ_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:

$$X(t)/_{t=0}=X_{норм}$$
$$X(t)/_{t=t_p}=0$$

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 σ_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 $K_{\Gamma i}$ 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.I. Выбор оптимального варианта проектируемого магистрального нефтепровода производится по приведенным затратам с учетом предполагаемого ущерба от ненадежности по формуле

$$П_{пi} = K_i E + C_i + У_i ,$$

где K_i – капитальные вложения в i-й вариант нефтепровода;

C_i – эксплуатационные расходы по i-му варианту;

$У_i$ – суммарный ущерб от ненадежности нефтепровода в год по i-му варианту;

E – нормативный коэффициент.

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

В расчете учитывается только ущерб собственно нефтепровода. Ущерб собственно нефтепровода определяется по формуле

$$У = У_п + (З_в + У_н)n ,$$

где $У_п$ – ущерб от простоя нефтепровода в год;

$З_в$ – затраты на восстановление одного отказа линейной части нефтепровода;

$У_н$ – ущерб от безвозвратно потерянной нефти при одном отказе;

n – число отказов линейной части в год.

Ущерб от простоя МН в год определяется по формуле

$$У_п = A_o \cdot У_o ,$$

где A_o – суммарное время простоя МН в год по i-му варианту;

$У_o$ – удельный ущерб от простоя МН в течение I часа определяется из таблицы 3.6.I.

Таблица 3.6.I.

Ущербы от отказа нефтепровода

Диаметр нефтепровода, мм	Удельный ущерб от простоя нефтепровода в течение I час тыс.руб/ч ($У_0$)	Потери нефти при отказе линейной части, т/отказ (V_H)	Затраты на одно восстановление ЛЧ, руб., ($З_в$)
530	8400^{-I} (2I20+mI020+ 9L)	70	II40
720	8400^{-I} (28I0+mI260+ I2L)	I60	2000
820	8400^{-I} (3I50+mI440+ I5L)	265	3300
I020	8400^{-I} (47I0+mI800+ 22L)	I240	6000
I220	8400^{-I} (5290+m2I50+ 29L)	I990	II000

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.I.

Ущерб от безвозвратно потерянной нефти при одном отказе определяется по формуле

$$У_H = C_H \cdot V_H ,$$

где C_H - стоимость I т потерянной нефти;

V_H - потери нефти при отказе линейной части МН определяются по таблице 3.6.I.

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

3.7.I. 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 [I5]

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

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

n - количество АВБ;

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

Z - вектор, компонентами которого являются абсциссы точек размещения АВБ.

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

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

где β - 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.I.

Таблица 3.7.I.

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

Протяженность нефтепроводов, км	Диаметр нефтепроводов, мм				
	530	720	820	I020	I220
400	I,02	I,26	I,52	2,40	3,00
500	I,02	I,26	I,59	2,5I	3,25
I000	I,02	I,26	I,89	3,I2	4,57
I500	I,02	I,26	2,I9	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 нефтепровода, мм	M_1, $\frac{1}{км\cdot ч}$	M_2, $\frac{1}{км\cdot ч}$	M_3, $\frac{1}{км\cdot ч}$
219-530	$0,0I\cdot I0^{-6}$	$0,08\cdot I0^{-6}$	$0,24\cdot I0^{-6}$
720-820	$0,02\cdot I0^{-6}$	$0,I7\cdot I0^{-6}$	$0,I3\cdot I0^{-6}$
I020-I220	$0,0I\cdot I0^{-6}$	$0,03\cdot I0^{-6}$	$0,29\cdot I0^{-6}$

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_{β_i} - время восстановления при отказах.

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

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

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

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

$\beta R(y)$ - 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_{β_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_I и A_2, приведены в таблице 3.7.3.

Таблица 3.7.3.

Значения A_I и A_2 в зависимости от диаметров нефтепроводов

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

3.7.10. Время опорожнения B_I и B_2 одного км нефтепровода при ликвидации отказа I и II типа для равнинных условий принимается равным в среднем 3 часам.

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

Таблица 3.7.4.

Затраты на содержание АВБ

Диаметр нефтепровода, мм	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 ВНИИСПТнефть. Программа разработана на языке "Фортран-IУ" 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 ниток, перемычек и т.д.);

нагрузочное (резерв прочности);

временное (резерв времени, ПРП).

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

$$C(K_{r0}, K_r) = \sum_{j=1}^{mr} \left[n_j (C_{0kj} E_{Hj} + C_{0эj}) \right] + y_j (K_r, t),$$

где mr - число резервируемых элементов МН;

n_j - число резервных элементов j-го вида;

C_{0kj} - капвложения на резервирование j-го вида;

$C_{0эj}$ - эксплуатационные расходы на резервирование;

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

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

Оптимальная надежность МН и оптимальный резерв находятся из выражения $\min C(K_{r0}, K_r) = C$ при ограничении $K_r = K_{r\,норм}$ методом прямого перебора вариантов, отличающихся кратностью резервирования.

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

$$C(K_{r0}, K_r) = E_H C_K (K_{r0}, K_r) + C_{0э} + y(K_r, t)$$

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

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

$$C_к(K_{r0}, K_r) = C_{0к}(1-K_{r0})^{a}(1-K_r)^{-a},$$

где a - коэффициент, характеризующий увеличение объема капвложений $C_{0к}$ 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 λ - интенсивность отказов МН;

μ - интенсивность восстановлений;

B - резерв времени.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. 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. Р30I-77. Руководство по инженерной оценке и прогнозированию фактической конструктивной надежности магистральных трубопроводов.-М.: ВНИИСТ, 1978.

4. РД 39-I-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-I07-78. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

8. РД 39-30-II2-78. Методика расчета показателей надежности линейного участка магистрального нефтепровода в двухниточном исполнении с перемычками.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

9. РД 39-30-I68-79. Указания по методике расчета и выбору конструкции подземных трубопроводов на пересеченном рельефе местности.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

I0. РД 39-30-298-79. Методика установления нормативного уровня надежности линейной части магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

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

I2. РД 39-30-539-8I. Методика оценки уровня качества эксплуатации магистральных нефтепроводов.-Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

I3. РД 39-30-6I6-8I. Методика распределения требований к надежности между элементами системы магистрального нефтепровода на стадии проектирования.-Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

I4. ОСТ 39.I30-8I. Нефтепровод магистральный. Система обеспечения надежности. Основные положения.-Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

I5. РД 39-30-72I-82. Руководство по выбору оптимального уровня и оптимальному размещению (с учетом требований надежности) системы технического обслуживания и ремонта проектируемого магистрального нефтепровода.-Уфа: ВНИИСПТнефть,I982.

I6. Инструкция по расчету норм резерва по производительности магистральных трубопроводов (проект).-Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

I7. РД 39-30-II67-84. Методика оптимизации параметров комплектующих изделий магистрального нефтепровода по критерию надежности в эксплуатации.-Уфа: ВНИИСПТнефть,I985.

I8. Методика расчета надежности магистральных газопроводов.-М.: ВНИИГаз, I980.

I9. Надежность систем энергетики. Терминология.-Иркутск: СЭИ СО АН СССР, I982.

20. Надежность магистральных газопроводов. Термины и определения ОСТ 5I.I00-83.- М.: ВНИИгаз, I982.

2I. Нормативы (временные) капитальных вложений в строительство магистральных газонефтепродуктопроводов. УКВ МТ-72.-М.: I972.

22. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. - Л.: Недра, I977.

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 I420 мм, с толщиной стенки трубы δ = 20,5 мм, рабочим давлением 75 кгс/см^2, испытательным $P_{исп}$ = I,25 · $P_{раб}$ =94 кгс/см^2, температурным перепадомΔt =+40 °С (Исходные данные для примера и процедура решения перенесены из [3]).

Средние значения случайных величин, определяющих надежность труб и сварных соединений составляют $R_2^н$ = 4200 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: $S_{R_2^н}$ = 500 и I67 кгс/см^2; S_δ = 0,2 и 0,07 мм; S_q = 400 и I33 м; $S_{F_{деф}F^{-1}}$ = 0,003 и 0,00I.

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

Среднее значение $\bar{\sigma}_{пр}^н$ = 650 кгс/см^2 (см. [3]).

Статистические характеристики функции надежности U находим из выражений (см. [3]) и получим, что $\bar{U}$ = I750 кгс/см^2.

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

$$\frac{\partial U}{\partial R_2^н} = \frac{R_2^н}{\left[(\bar{R}_2^н)^2 - 0{,}1875\,\frac{P_{исп}^2 D_{вн}^2}{\delta^2}\right]} = 1{,}315$$

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

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

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

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

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

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

Определяют значения стандарта по всему массиву реализации случайной величины u

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

$$S_u = 532 \text{ кгс/см}^2$$

Характеристика безопасности γ 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 $p = 0{,}9995$.

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

$$0{,}999 = P_2 < P < P_1 = 0{,}9999$$

P_2 - вероятность безотказной работы (отказы постепенные);

P_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 17ГС, $\alpha_{\beta min\,(доп)} = 1{,}7$.

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

По действующим стандарту и ТУ на трубы для МН допуски на геометрические параметры продольных сварных швов и самих труб при их изготовлении следующие: $b \leq 3{,}5 \cdot 10^{-3}$ м, $\theta > 90^{\circ}$, $u_1 \leq 1\ \%$, $S \leq 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ м, $a \approx 1{,}2 \cdot 10^{-2}$ м. Принимая граничные значения параметров, соответствующие максимальной концентраций напряжений в зоне сварного шва, получают для $\rho_{min\,(доп)}$ следующие значения согласно выражению из п.3.2.16.

$\rho_{min(доп)} = 0{,}90 \cdot 10^{-3}$ м при $S = 1{,}0 \cdot 10^{-3}$ м

$\rho_{min(доп)} = 1{,}2 \cdot 10^{-3}$ м при $S = 1{,}55 \cdot 10^{-3}$ м

$\rho_{min(доп)} = 0{,}35 \cdot 10^{-3}$ м при $\alpha_{\sigma min(доп)} = 1{,}7$

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

Приложение 2

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Пример I (условный, с использованием марковских моделей).

Рассмотрим систему некоторого условного МН, состоящего из 3-х участков, показанную на рис. П.2.I. Основные характеристики рассматриваемого МН предоставлены на рисунке П.2.I.

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).

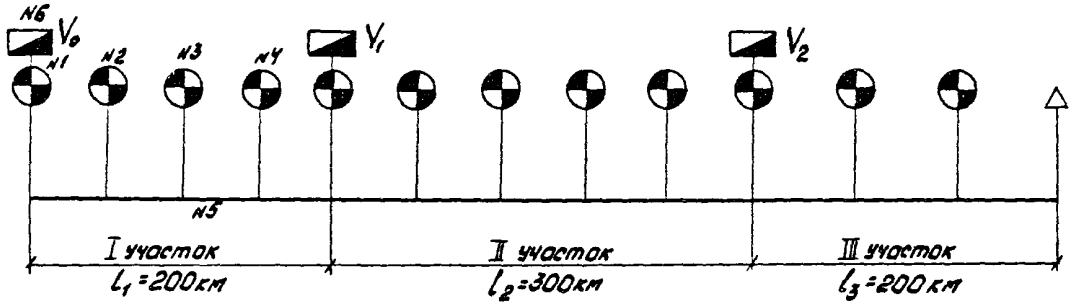


Рис.П.2.1 Схема системы МН.

Условные обозначения

- – нефтеперекачивающая станция
- △ – конечный
- – резервуарный парк

Примечание

1. D_y = 1020 мм
2. V_0 = 350000 м³
3. V_1 = 100000 м³; V_2 = 200000 м³
4. Q = 50 млн. Т/год
5. q_0 = 7003 м³/ч – производительность на первом участке
6. q_1 = 4952 м³/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 $\frac{I}{\sqrt{2}}$ раз.

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

Запишем возможные состояния элементов в вектор-строку

X_0 = IIIII - все элементы исправны;

X_I = OIIII - отказала НПС № I;

X_2 = IOIII - отказала НПС № 2;

X_3 = IIOII - отказала НПС № 3;

X_4 = IIIOI - отказала НПС № 4;

X_5 = IIIIO - отказал линейный участок № 5.

Количество возможных состояний равно 6.

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

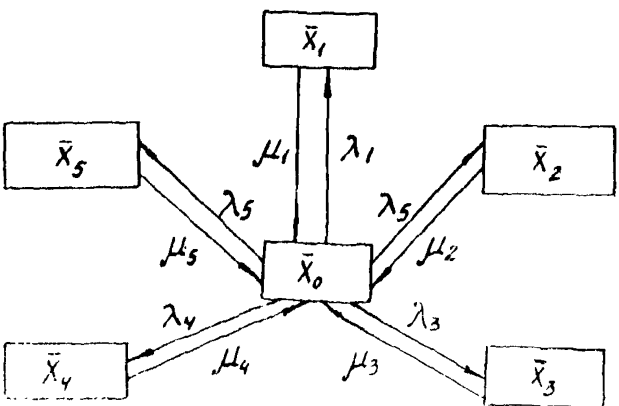


Рис.II 2.2. Граф состояний нефтепровода

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

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

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

$\mu_5 = \mu_{ЛЧ}$ - 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.

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

Длина I-го участка 200 км, поэтому

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

Интенсивность потоков восстановлений ЛЧ равна

$$\mu^I_{ЛЧ} = (\tau^I_{В.ЛЧ})^{-I} = 0{,}0217 \text{ час}^{-I}$$

Интенсивности потоков отказов и восстановлений для НПС принимают следующие значения:

$$\lambda^I_{НПС} = 0{,}00185 \text{ час}^{-I}; \quad \mu^I_{НПС} = 0{,}33 \text{ час}^{-I}$$

Определяем значения характеристик качества функционирования соответствующие основным физическим состояниям I-го участка нефтепровода и запишем их в таблицу II.2.I.

Таблица П.2.I.

Характеристики качества функционирования

X_i	Характеристика качества функционирования $[\Phi^i(t)]$	Количественное значение Φ_t^i, 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

$$P_0^I = (1 + m\frac{\lambda_{нпс}^I}{\mu_{нпс}^I} + \frac{\lambda_{лч}^I}{\mu_{лч}^I})^{-I} = 0{,}9777,$$

где m - количество НПС на участке.

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

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

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

$$P_n^I = P_o^I \lambda_{лч}^I (\mu_{лч}^I)^I = 0{,}000387$$

Определяем показатель качества функционирования для I-го участка нефтепровода

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

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

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

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

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

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

$$\tilde{\tau}_в^I = 0{,}8025$$

Эквивалентная интенсивность потока восстановления I-го участка равна

$$\tilde{\mu}_1 = (\tilde{\tau}_в^I)^{-1} = I{,}246I \ час^{-I}$$

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

$$\tilde{\lambda}_1 = (1 - R^I) \cdot (R^I)^{-1} \tilde{\mu}_1 = 0{,}0I35 \ час^{-I}$$

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

$R^{II} = 0,9915$ $\qquad$ $R^{III} = 0,9948$

$\tilde{\mu}_2 = 1,5077$ 1/ч $\qquad$ $\tilde{\mu}_3 = 0,935$ 1/ч

$\tilde{\lambda}_2 = 0,0129$ 1/ч $\qquad$ $\tilde{\lambda}_3 = 0,0049$ 1/ч

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

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

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

$$a_2\tilde{\lambda}_2 = \tilde{\lambda}_2 + a_1\tilde{\lambda}_1\, Y\tilde{\mu}_1\, V_1\left(\frac{b_2\tilde{\lambda}_2}{a_1\tilde{\lambda}_1}\right),$$

$$b_2\tilde{\lambda}_2 = \tilde{\lambda}_2 + b_3\tilde{\lambda}_3\, Y\tilde{\mu}_2\, V_2\left(\frac{a_2\tilde{\lambda}_2}{b_3\tilde{\lambda}_3}\right),$$

$$a_3\tilde{\lambda}_3 = \tilde{\lambda}_3 + a_2\tilde{\lambda}_2\, Y\tilde{\mu}_2\, V_2\left(\frac{b_3\tilde{\lambda}_3}{a_2\tilde{\lambda}_2}\right),$$

где V_1, V_2 - объем резервуарного парка в часах.

Данная система трансцендентных уравнений решается методом последовательных приближений.

Подставим числовые значения в систему уравнений

Примем $a_1 = b_3 = 1$

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

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

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

Обозначим $\gamma = a_2 \tilde{\lambda}_2 b_3^{-1} \tilde{\lambda}_3^{-1}$, тогда

$$\gamma_{\tilde{\mu}_2 V_2}(\gamma) = \frac{\gamma - 1}{\gamma \cdot \exp\left[\tilde{\mu}_2 V_2 \frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right] - 1} \qquad \text{при } \gamma \neq 1$$

Принимаем $a_2 = b_3 = 1$ и из 2-го уравнения определяем коэффициент b_2

$0{,}0129 b_2 = 0{,}0129 + 0{,}0049 \gamma_{43{,}0599}(2{,}6327)$, здесь

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

$$b_2 = 1 + 0{,}3798 \frac{2{,}6327 - 1}{2{,}6327 \exp\left\{43{,}0599 \frac{1{,}6327}{3{,}6327}\right\} - 1} = 1{,}1032$$

Значение $b_2 = 1{,}1032$ подставляем в первое уравнение системы и определяем коэффициент a_2

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

$a_2 = 1{,}8828$

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

$$\psi_{2,3} = \gamma_{\tilde{\mu}_2 V_2}\left(\frac{a_2 \tilde{\lambda}_2}{b_3 \tilde{\lambda}_3}\right) = \gamma_{43{,}0599}(2{,}8506) = 0{,}0689$$

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

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

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

Результаты расчетов сведем в таблицу П.2.2.

Таблица П.2.2.

Показатели надежности МН

Объем РП на третьем участке, м3	Показатель надежности	
	R	А (дней)
200000	0,99421	2,II
100000	0,99220	2,86

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

Расчет произведем для варианта нефтепровода с объемом резервуарного парка на третьем участке $V_2 = 200000$ м^3.

Капитальные вложения в строительство нефтепровода определяем по формуле

$$K = K_{лч} + K_{ст} \text{ ,}$$

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 пр.) и амортизационных отчислений. Сумма эксплуатационных расходов при составлении проекта определяется путем расчета конкретных затрат.

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

$$Э = \beta_1 K_{лч} + \gamma_1 K_{ст},$$

где β_1 - коэффициент, характеризующий размер эксплуатационных издержек на ЛЧ от первоначальных капитальных затрат, принимается равным 0,040;

γ_1 - коэффициент, характеризующий размер эксплуатационных издержек на НПС, принимается равным 0,20 от первоначальных капитальных затрат на НПС.

$Э$ = 0,040·91364+0,20(22477+287287) = 65607,36 тыс.руб.

Приведенные затраты без учета ущерба от ненадежности будут равны

$П = КЕ + Э$ = 401128·0,12+65607,36 = 113742,72 тыс.руб.

Подсчитаем ущерб собственно нефтепровода по формуле

$$У = У_п + (З_в + У_н)_п,$$

Ущерб от простоя МН в год определяем по формуле

$$У_п = У_0 A$$

Удельный ущерб от простоя нефтепровода в течение одного часа определим из таблицы 3.6.I.

Допустим L = 350 км, тогда m = 6.

$$У_0 = \frac{I}{8400} (47100 + 6·1800 + 22·350) = 7809,5 \text{ руб/ч}$$

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

$У$ = 7809,5 · 50,64 = 395,5 тыс.руб/год

Затраты на восстановление одного отказа линейной части определяем из таблицы 3.6.I.

$З_в$ = 6 тыс.руб/отказ

Ущерб от безвозвратно потерянной нефти определяем по формуле

$$У_н = V_н C_н$$

$V_н$ = 1240 т/отказ - из таблицы 3.6.I.

Принято, что $C_н$ = 11 руб/т

где $C_н$ - стоимость I т потерянной нефти.

$У_н$ = I240·II = I3640 руб/отказ

Ущерб от ненадежности данного варианта МН составит

$У$ = 395,5+(6+I3,64)·0,266 = 400,72 тыс.руб/год

Приведенные затраты по первому варианту будут равны

$П$ = II3742,72+400,72=II4I43,44 тыс.руб/год

Аналогично подсчитаем приведенные затраты для второго варианта МН с объемом резервуарного парка на третьем участке V_2 = I00000 м^3.

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

$П$ = II36II,52+54I,264= II4I52,784 тыс.руб/год

Результаты расчетов сведем в таблицу П.2.3.

Таблица П.2.3.

Надежностно-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	0,9942I	2,II	40II28	400,72	II4I43,44
II	0,99220	2,86	400308	54I,264	II4I52,784

Сравниваем полученные результаты. Наилучшие технико-экономические показатели имеет I вариант МН с объемом резервуарного парка на третьем участке V_2 = 200000 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, входящих в систему, представлены на рис.П.2.I., исходные данные для расчета надежности взяты из примера I и [8].

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

С использованием норм [2I] 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 I,36. Для режима течения принимаем, что $M = 0,25$.

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

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

$$K_{r_2} = 0,999739$$

$$K_{r_3} = 0,999826$$

$$K_r = K_{r_1}, K_{r_2}, K_{r_3} = 0,999391$$

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

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

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 48,6I час в год.

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

$\alpha_{\sigma max} = 8$, $\alpha_{\sigma min} = 2$ (согласно эмпирическим данным [23]).

По статистическим данным об отказах МН $\lambda_{\varphi} = 2{,}8 \frac{\text{отк}}{\text{год} \cdot 1000 \text{ км}}$; $\alpha_{б\varphi} = 4$, таким образом зависимость П.3.4.5 запишется в следующем виде:

$$\lambda(\delta, \alpha_б)\big/_{m=0} = \left(\frac{3 \cdot \alpha_б}{\delta - \alpha_б} - 1\right)^{15}$$

Если рассматривать зону сварного шва труб, то определяющими уровень 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 I мм, угловатости (овальности) трубы I %, радиуса закругления 0,45 мм, ширины и высоты шва соответственно 10 и 3 мм имеем $\alpha_б = 3{,}5$.

При заданном $\alpha_б = 3{,}5$ ожидаемая интенсивность отказов составляет

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

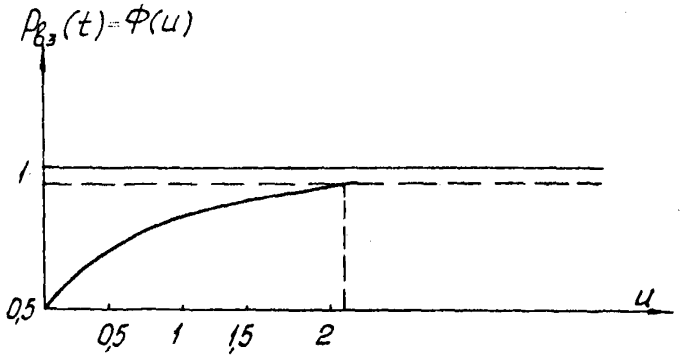
Модель 3.4.5. может быть использована для оценки показателя надежности линейной части МН при заданных прочности и качестве изготовления труб, качестве строительства МН, либо для определения оптимальных характеристик прочности и качества труб при заданном уровне надежности линейной части.

Приложение 3

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА КАК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Пример I: Выполним оценку резерва по производительности графически.

График зависимости вероятности выполнения задания от величины резерва производительности имеет вид



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

$$X_{норм} = 2,05\,\sigma_x \cdot X_{ср}^{-1}$$

Пример 2: Выдано задание на проектирование индивидуального МН со следующими конструктивными и гидравлическими параметрами: длина $L = 1000$ км; $D_н = 720$ 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 = I8 млн. тонн; часовая производительность плановая q = 2054,8 т; календарное время работы t = 8760 час; вероятность выполнения задания $P_{63}(t)$ = 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} = 5I400 т.сут.;

X^{*}_{i2} = 5I400 т.сут.; .... ; X^{*}_{i6} = 5I429 т.сут.; ... ;

X^{*}_{i28} = 52II6 т.сут;... Суточная плановая производительность равна $X^{*}_{пл}$ = 493I5 т.сут.

С использованием соответствующих формул математической статистики определим значения σ_x, $X^{*}_{ср}$; σ_x = I500 т.сут.,; $X^{*}_{ср}$ = 49855,7 т.сут.

Представляя значения $X^{*}_{ср}, \sigma_x$ в формулу для $X_{норм}$ из примера I, получим для резерва производительности значение $X_{норм}$ = = 6,2 %.

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

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

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

Таким образом, $\alpha_1 = I$, 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 (I,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 $X_{норм}$, $K_{он} = 0{,}938$.

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 I479456 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÷I5 % 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 I320 час, для компенсации которой требуется наличие резерва по производительности до I5,07 %, т.е. $X_3(t)+X_4(t)$ =I5,07 %. 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 $X(t)$=2I,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:

$T_И$ = 34I 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:

I. Длина L = 1000 км, $D_{н_1}$ = 720 мм, $D_{н_2}$ = 720 мм.

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

Примечание: Выбор для исследования двухниточного трубопровода обусловлен следующими причинами: I) 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 $Q_{н_1} = Q_{н_2}$ = I8 млн.т, суточная производительность (плановая) $q_{н_1} = q_{н_2}$ = I93I5 т, часовая производительность $q^*_{н_1} = q^*_{н_2}$ = 2054,8 т.

7. Календарное время работы 8760 час = 365 сут;

8. Расчетное время работы $T_{н_1} = T_{н_2}$ = 8242 час (см.пример 2);

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

$$K_{он_1} = K_{он_2} = 0{,}938$$

I0. Коэффициенты директивного резерва (см.пример 2);

$$K_{дн_1} = K_{дн_2} = 0{,}845$$

II. Степень секционирования перемычками r = 8;

I2. Толщина стенки трубы (расчетная) $\delta_1 = \delta_2$ = 7 мм;

I3. Число участков, отключаемых при отказах на трубопроводе, $\alpha_i = 2$;

I4. Разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода $\Delta Z = 0$;

I5. Ускорение свободного падения g = 9,8 м/с^2;

I6. Плотность нефти ρ = 0,85 т·м$^{-3}$;

I7. Время простоя индивидуального трубопровода равно $T_{пр}$ = = 325 час.

Определить величину резерва по производительности системы нефтепровода.

Для этого рассчитываем время работы данной системы.

Решение

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

$d^{(r_1)}_{вн}$ = 995,46 мм

$d^{(r_1)}_{вн_j}$ = 706 мм

$P_{раб}$ = 5,7 МПа = 56 кгс/см^2

$P_{подп}$ = 28,55 м.вод.ст. = 2,855 кгс/см^2

$\xi_1 = \xi_2$ = 0,67

2. Оценим расчетное время работы системы трубопроводов

$$T_c = 2\ \frac{8242}{2} - 2.325 \cdot 0{,}67 = 7806{,}51 \simeq 325 \text{ сут.}$$

3. Резерв производительности системы трубопроводов составит

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

4. Сравнивая с резервом по производительности индивидуального 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

$$X_{нор} = X(t) = u\sigma_x X^{-1}_{ср}$$

преобразуем ее следующим образом

$$u = X(t) X_{ср} \sigma_x^{-1}$$

Значения могут быть вычислены как и в *примере 2* на модели

двухниточной системы, полагая, что $X_{ср}$ = 100000 т.сут, σ_x = = 4000 т.сут получим

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

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

6. Определяем вероятную недопоставку нефти системой

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

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

$$T_p = 2 \cdot 365 (1 - K_{д1}) = 110 \text{ сут.}$$

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

$Q' = 5,4252$ 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.
I. Показатели надежности в проектной документации	4
2. Классификация методической и нормативной базы по вопросам надежности магистральных нефтепроводов	8
3. Инструкция для оценки показателей надежности объектов магистрального нефтепровода при проектировании	9
3.I. Общие положения	9
3.2. Порядок определения показателей надежности конструкции объектов магистрального нефтепровода	II
3.3. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием марковских моделей	I6
3.4. Порядок определения показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода с использованием структурных моделей теории надежности	25
3.5. Порядок определения показателей надежности магистрального нефтепровода как технологической системы	29
3.6. Выбор оптимального варианта проектируемого магистрального нефтепровода	32
3.7. Выбор оптимального уровня и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта проектируемого магистрального нефтепровода	33
3.8. Выбор оптимальной величины резервов магистрального нефтепровода	37
Список литературы	40

Приложение I. Примеры расчета показателей надежности конструкции объектов магистрального нефтепровода - труб 43

Приложение 2. Примеры расчета показателей надежности функционирования магистрального нефтепровода 46

Приложение 3. Примеры расчета показателей надежности магистрального нефтепровода как технологической системы 59

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ ТИПОВОГО СОСТАВА РАЗДЕЛОВ "ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ" В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ

РД 39-0147103-349-86

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября,144/3

Подписано к печати 3.10.86г. П01780

Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 3,5. Тираж 120 экз.

Заказ 194

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru