МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39 - 30 - 616 - 81

1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕНА
Первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И. Кремневым
5 ноября 1981 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-616-81

1982

Настоящая "Методика" разработана авторским коллективом в составе:

В.Т.Агишева; А.Н.Левенцова (рук.темы); А.С.Суслова; Н.Е.Халезовой.

Вычислительным центром ВНИИСПТнефть разработана рабочая программа, позволяющая реализовать данный метод на ЭВМ ЕС-1020 на языке "Фортран".

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика распределения требований к надежности между элементами системы магистрального нефтепровода

РД 39-30-616-81

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 13.11.81. №613 Срок введения установлен с 1.01.82.
Срок действия до 31.12.86.

Настоящая методика предназначена для распределения требований к надежности основных сооружений (далее - элементов) магистрального нефтепровода на стадии проектирования. Определенные по настоящей методике требования к надежности элементов рассматриваются и устанавливаются в проектной документации как базовые для их последующего обеспечения.

Методика предназначается для проектных организаций Миннефтепрома и распространяется на магистральные нефтепроводы.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика устанавливает единый подход к установлению требований к надежности элементов магистрального нефтепровода.

I.2. Магистральный нефтепровод рассматривается как сложная многофункциональная техническая система.

I.3. Установление требований к надежности элементов производится на основе общей оценки эффективности функционирования нефтепровода.

I.4. Методика дает решение задачи о распределении требований к надежности между элементами системы магистрального нефте-

провода.

I.5. Указанное распределение охватывает основные элементы нефтепровода: головную и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС), линейные участки (ЛУ).

I.6. Задача о распределении требований к надежности между элементами системы магистрального нефтепровода решается методом прямого перебора.

I.7. Описанный подход применим, в принципе, к рассмотрению любых элементов нефтепровода, например, резервуара, линейных задвижек и т.д.

I.8. При необходимости установить требуемый уровень надежности отдельных, критических, в смысле надежности, элементов, например, линейных задвижек, последовательно (по уровням иерархии подсистем) решают задачу о распределении надежности, начиная с элементов самого высокого порядка (НПС, линейный участок), и кончая подсистемой, структурно выражающей рассматриваемый критический объект.

I.9. Для определения показателей надежности нефтепровода в методике используется аналитическая зависимость, полученная в /I/.

I.I0. В методике учитываются случайные отказы элементов.

I.II. Термины и определения, используемые в методике, приведены применительно к элементам нефтепровода. Под элементом понимают головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС), промежуточную нефтеперекачивающую станцию (ПНПС), линейный участок магистрального нефтепровода (ЛУ), при необходимости - их составные части.

I.I2. В приложениях I и 2 приведены некоторые данные о надежности линейной части нефтепровода.

Эти данные следует считать ориентировочными, подлежащими критической

оценке и уточнению при выполнении конкретных расчетов.

Зависимости, приведенные в приложении 2, взяты из РД 39-I-62-78 [I].

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ЕЕ РЕШЕНИЯ

2.I. Задача о распределении решается, исходя из условия обеспечения заданного уровня надежности нефтепровода и минимума суммарных затрат на создание и эксплуатацию нефтепровода, т.е.

$$R_i \geq R_0 \quad при \quad C_i = C_{min}, \tag{I}$$

где R_i, R_0 – соответственно надежность i -го варианта нефтепровода, заданный уровень надежности;

C_i – затраты на создание и эксплуатацию нефтепровода.

2.2. Исходными данными для решения задачи распределения являются:

требуемый уровень надежности нефтепровода R_0;

зависимость показателя надежности магистрального нефтепровода от показателей надежности его основных элементов

$$R = f(H_1, H_2, \ldots, H_K), \quad \text{где} \tag{2}$$

$H_1, H_2, \ldots, H_K$ – характеристики надежности элементов;

зависимость стоимости нефтепровода от стоимости его основных элементов

$$C = f(З_1, З_2, \ldots, З_K), \quad где \tag{3}$$

$З_1, З_2, \ldots, З_K$ – стоимость основных элементов нефтепровода;

зависимость показателей надежности элементов нефтепровода от их стоимости

$$H = f(З). \tag{4}$$

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

3.1. Обобщенный показатель надежности R_0 магистрального нефтепровода устанавливают, исходя из условия выполнения заданного планового объема перекачки нефти Q_0 на расстояние L_0, за интервал времени [а,в], например, за год, с учетом как внутрисистемных потерь от ненадежности, так и потерь у поставщиков и потребителей нефти, а также экологических последствий из-за повреждений нефтепроводов.

В настоящее время [2] принимают при проектировании

$$R_0 \geq 0{,}96. \qquad (5)$$

3.2. Согласно заданию на проектирование и ТЭО определяют диаметр нефтепровода, количество и расстановку НПС. Варьируя параметрами надежности сооружений и оборудования в приемлемых пределах, набирают конкурентно способные варианты проектируемого нефтепровода, отличающиеся особенностями проектных решений, уровнем надежности нефтепровода и стоимостью, т.е. суммарными затратами на создание и эксплуатацию системы.

3.3. Данные о надежности линейных участков, задвижек и НПС подставляют в формулу [1]:

$$R_i = \frac{1 + 0{,}7m\,\dfrac{\omega_{2i}}{\mu_{2i}}}{1 + \dfrac{\omega_{1i}}{\mu_{1i}} \sum_{j=1}^{m+1} l_j + \dfrac{\omega_{3i}}{\mu_{3i}} + m\,\dfrac{\omega_{2i}}{\mu_{2i}}}, \qquad (6)$$

где m – количество промежуточных НПС;

ω_2, μ_2 – соответственно параметр потока отказов и восстановлений промежуточных НПС;

ω_1, μ_1 – соответственно параметр потока отказов и восстановлений 1 км линейной части (с учетом отказов

задвижек),

l_j – длина j -го линейного участка между НПС;

$\omega_з, \mu_з$ – соответственно параметр потока отказов и восстановлений головной НПС.

3.4. Определяют суммарные приведенные затраты на создание и эксплуатацию нефтепровода по формуле

$$C_i = K_i \cdot E + C_{э_i} + У_i \ , \qquad (7)$$

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

$C_э$ – эксплуатационные затраты;

E – нормативный коэффициент экономической эффективности;

$У$ – ущерб от ненадежности.

3.4.1. Слагаемое ущерба $(У)$ определяют [3] по формуле

$$У = \omega_{1i} \cdot T_{кал} (З_{в_i} + У_{н_i} + У_{4i}) + (1 - R_i) T_{кал} \cdot У_{0i} \ , \qquad (8)$$

где $T_{кал}$ – число часов в год (T = 8760);

$З_в$ – затраты на восстановление одного отказа;

$У_н$ – ущерб от потери нефти;

$У_4$ – ущерб от загрязнения окружающей среды;

$У_0$ – удельный ущерб от простоя нефтепровода в час.

3.5. Полученные варианты сравнивают с заданным уровнем надежности R_0 .

Варианты, у которых показатель надежности меньше заданного, отбрасываются. Остальные монотонно выстраивают в ряд по значению суммарной стоимости. Затем отбирают варианты, у которых приведенные затраты не превышают минимальное значение ряда не более, чем на 10% (± 5% погрешность инженерных расчетов). Все они предварительно могут рассматриваться как оптимальные.

3.6. Среди оставшихся выбирается оптимальный и технически

наиболее приемлемый вариант, например, без дефицитных материалов, с меньшим ущербом и т.д.; при этом привлекается, если необходимо, дополнительная информация, учитывается мнение экспертов и т.п.

3.7. Значения показателей надежности элементов варианта нефтепровода, выбранного согласно рекомендациям п.3.6 настоящей методики, рассматриваются как оптимальные.

Найденные значения показателей надежности оборудования и сооружений записываются в техническую документацию на проектируемый магистральный нефтепровод.

3.8. Задача реализована на ЭВМ ЕС-1020 на языке "Фортран". Программа включает расчет показателей надежности каждого варианта R_i , затрат на каждый вариант C_i , сравнение с заданным уровнем надежности R_0 и выбор вариантов, удовлетворяющих

$$R_i \geq R_0 \quad и \quad C_i \longrightarrow C_{min}$$

3.9. Условный пример. В качестве примера решена задача по распределению заданного уровня надежности $R_0 = 0{,}98$ между НПС и линейными участками магистрального нефтепровода.

Исходные данные. Магистральный нефтепровод диаметром $D =$ 1020 мм, производительностью 50 млн/т/год, длиной 1000 км разделен двумя резервуарными парками равного объема (РП) на три участка. Длина первого участка - 300 км (одна головная и 2 промежуточных НПС). Длина второго - 400 км (4 промежуточных НПС). Длина третьего участка - 300 км (3 промежуточных НПС).

Рассматриваются следующие объемы РП и их стоимости:

а) $B_1 = B_2 = 100000$ м^3; $K_B = 2080000$ руб.;

б) $B_1 = B_2 = 160000$ м^3; $K_B = 3640000$ руб.;

с) $B_1 = B_2 = 220000$ м^3; $K_B = 4680000$ руб.;

з) $B_1 = B_2 = 240000$ м^3 и $K_B = 5260000$ руб.

Параметр потока отказов и капитальные вложения в линей-

ную часть рассматриваются как функция от толщины стенки трубы и принимаются равными

а) ω_i = 4,7.I0^{-7}I/час; $K_Д$= I36000 руб./км; δ = II мм;

б) ω_i = 4,5.I0^{-7}I/час; $K_Д$= I44000 руб./км; δ = II,5 мм;

с) ω_i = 4,32.I0^{-7} I/час; $K_Д$= I47600 руб./км; δ= I2 мм;

д) ω_i = 4,I2.I0^{-7} I/час; $K_Д$= I59500 руб./км; δ= I2,5 мм;

е) ω_i = 3,98.I0^{-7}I/час; $K_Д$= I72000 руб./км; δ= I3 мм;

к) ω_i = 3,7 I/час; $K_Д$= I83000 руб./км; δ= I4 мм;

затраты на восстановление одного отказа линейной части $З_В$ = = 6000 руб. Нормы амортизационных отчислений соответственно на линейную часть и НПС равны $A_Д$= 0,036; $A_С$= 0,085. Норма отчислений на текущий ремонт - соответственно $Р_Д$= 0,003; $Р_С$= 0,0I3. Норма отчислений на соцстрах, общехозяйственные и прочие расходы соответственно равны $О_С$= 0,084; $О_Р$= 0,77; $П_р$ = I,73.

Зарплата обслуживающего персонала линейной части по участкам принята равной $Зл_I$ = 300000 руб.; $Зл_2$ = 400000 руб.; $Зл_3$ = 300000 руб. Заработная плата обслуживающего персонала головной НПС и промежуточных НПС принималась соответственно равной $З_{гс}$ = 225000 руб.; $З_С$ = I50000 руб. Цена нефти $Ц_Н$ = I4руб/т.

Тарифная плата за I квт максимальной нагрузки и за I квт-час $Тр_2$ = 27 руб./квт; Тр = 0,00I руб./квт-час. Цена воды Цв = 0,05 руб/т. Суммарная мощность электродвигателей насосных агрегатов N_I = I5000 квт.

Задвижки расставлялись в зависимости от длины участков по вариантам:

а) η_1 = I0; η_2 = I4; η_3 = I0;

б) η_1 = I5; η_2 = 20; η_3 = I5;

в) η_1 = I8; η_2 = 23; η_3 = I8;

г) η_1 = 20; η_2 = 26; η_3 = 20.

Параметры потока отказов и интенсивность восстановлений задвижки равны $\omega_4 = 0{,}57 \cdot 10^{-6}$ 1/час; $\mu_4 = 0{,}023256$ 1/час. Коэффициент оперативной готовности задвижки $K_{ог} = 0{,}96$. Стоимость задвижки $C_z = 16000$ руб.; затраты, связанные с ее заменой при отказе, $S_{б_z} = 20000$ руб.

Затраты на содержание одной аварийно-восстановительной бригады (АВБ) принимались равными $C_z = 60000$ руб./год. Рассматривалось обслуживание разным числом АВБ

$$Z_1 = 1;\ Z_2 = 3;\ Z_3 = 5;\ Z_4 = 7.$$

Капитальные вложения в головную и промежуточную НПС соответственно равны $K_{гс} = 15.396.000$; $K_c = 3023000$ руб. Капитальные вложения во внешнее электроснабжение головной и промежуточной НПС, их параметры потоков отказов и интенсивности восстановлений рассматривались по вариантам:

а) $K_{гэ} = K_{сэ} = 1153000$ руб.; $\omega_2 = \omega_3 = 0{,}00365$ 1/час; $\mu_2 = \mu_3 = 0{,}549$ 1/час;

б) $K_{гэ} = K_{сэ} = 1422000$ руб.; $\omega_2 = \omega_3 = 0{,}0029$ 1/час; $\mu_2 = \mu_3 = 1{,}17$ 1/час.

Коэффициенты, учитывающие рельеф местности, распределение вероятности отказа линейного участка по длине и влияние линейных задвижек соответственно равны

$$K_2 = 0{,}5;\ K_1 = 0{,}67;\ K_5 = 4{,}7.$$

Коэффициент эффективности капвложения $E = 0{,}12$. Коэффициент эксплуатационных расходов $K_7 = 0{,}1$. Коэффициенты расхода воды на головной и промежуточной НПС соответственно равны $K_9 = 0{,}0037$; $K_{10} = 0{,}0032$.

Удельная плотность нефти $\rho = 0{,}9$ т/м^3.

Отчисления на содержание службы планово-предупредительного ремонта, линейных ремонтеров и УМН приняты в размере 5620000 руб. Плановое время работы нефтепровода $T = 8400$ час

в году. Скорость доставки АВБ v_0 = 20 км/час.

Решение задачи позволило выявить оптимальный вариант нефтепровода с параметрами

$$R = 0{,}980132; \qquad C_{\text{п}} = 49226300 \text{ руб.}$$

Требуемый уровень надежности может быть обеспечен при следующих требованиях по надежности и стоимости к основным элементам:

$\omega_1 = 4{,}7 \cdot 10^{-7}$ 1/час; $\omega_2 = \omega_3 = 0{,}365 \cdot 10^{-2}$ 1/час;

$\mu_1 = 0{,}024687$ 1/час; $\mu_2 = \mu_3 = 0{,}549$;

$K_{\text{л}} = 136000$ руб./км; $K_{r_3} = K_{c_3} = 1153000$ руб./100 км.

При этом обслуживание линейной части должно осуществляться тремя АВБ; объемы резервуарных парков $B_1 = B_2 = 100000$ м^3, число задвижек должно быть на первом участке-18; на втором - 23; на третьем - 18.

Зависимости удельного ущерба от простоя нефтепровода, величин потерь, затрат на восстановление и времени восстановления от диаметра нефтепровода (кроме "горячих" нефтепроводов)

Диаметр нефтепровода, мм	Удельный ущерб от простоя нефтепровода в течение I часа, тнс.руб./час (y_0)	Потери нефти при отказе линейной части, т/отказ ($V_д$)	Затраты на одно восстановление линейной части, руб. ($З_в$)	Время восстановления одного отказа, час ($T_в \approx t_1$)
I	2	3	4	5
530	8400^{-I} (2I20 + m I020 + 9 L)	70	II40	26
720	8400^{-I} (28I0 + m I260 + I2L)	I60	2000	30
820	8400^{-I} (3I50 + m I440 + I5L)	265	3300	38
I020	8400^{-I} (47I0 + m I800 + 22L)	I240	6000	43
I220	8400^{-I} (5290 + m 2I50 + 29L)	I990	II000	5I

Примечание: L - общая длина простаивающей линейной части нефтепровода;

m - число простаивающих промежуточных НПС.

Графы 3 и 4 получены на основании обработки актов технического расследования отказов на магистральных нефтепроводах.

Данные графы 5 взяты из "Рекомендаций по определению надежности линейных участков магистральных нефтепроводов и их элементов", утвержденных Главтранснефтью 5 сентября I977г. (ВНИИСПТнефть, Уфа,I978).

Приложение 2

Параметры потока отказов линейной части магистрального нефтепровода

$\frac{I}{час.I\ км}$

δ	Дн (мм) 720 $\omega_i \cdot 10^7$	820 $\omega_i \cdot 10^7$	I020 $\omega_i \cdot 10^7$	I220 $\omega_i \cdot 10^7$
8,0	3			
8,5	2,82			
9,0	2,66	3,8I		
9,5	2,52	3,6		
I0,0	2,4	3,42		
I0,5		3,26		
II,0		3,I2	4,7	
II,5			4,5	
I2,0			4,32	
I2,5			4,I2	5,6
I3,0			3,38	5,39
I4,0			3,7	5,0
I4,5				4,83
I5,0				4,67
I5,2				4,58

ЛИТЕРАТУРА

I. РД 39-I-62-78. Методика определения показаний надежности магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИИСПТнефть, I978.

2. ВСН I7-77. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М., Гипротрубопровод, I977.

3. РД 39-30-I07-78. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИИСПТнефть, I979.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Постановка задачи и основные зависимости для ее решения	5
3. Распределение требований к надежности между элементами системы магистрального нефтепровода	6
Приложение I. Зависимости удельного ущерба от простоя нефтепровода, величин потерь, затрат на восстановление и времени восстановления от диаметра нефтепровода (кроме "горячих" нефтепроводов)	I2
Приложение 2. Параметры потока отказов линейной части магистрального нефтепровода	I3
Литература	I4

МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ
ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО
НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-616-81

ВНИИСПТнефть
450055, г.Уфа-55, проспект Октября, 144/3

Подписано к печати 4.01.82. П03105
формат 60 х 84/16. Уч.-изд.л. 0,8. Тираж 120 экз.
Заказ 8

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru