

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

1982

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

Настоящая "Методика" разработана авторским коллективом
в составе:

В.Т. Агилева; А.Н. Левенцова (рук. темы); А.С. Сулова;
Н.Е. Халезовой.

Вычислительным центром ВНИИСПНефть 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.II.81. №613 Срок введения установлен с 1.01.82.
Срок действия до 31.I2.86.

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 предназначена для проектных организаций Миннефтепрома и распространяется на магистральные нефтепроводы.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. 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 /1/.

I.10. В методике учитываются случайные отказы элементов.

I.11. 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.12. 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 приложения 2, взяты из РД 39-I-62-78 [1] .

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ЕЕ РЕШЕНИЯ

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

$$R_i \geq R_0 \quad \text{при} \quad C_i = C_{\min}, \quad (I)$$

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

$$R = f(N_1, N_2, \dots, N_K) \quad , \quad \text{где} \quad (2)$$

N_1, N_2, \dots, N_K - характеристики надежности элементов;

зависимость стоимости нефтепровода от стоимости его основных элементов

$$C = f(Z_1, Z_2, \dots, Z_K) \quad , \quad \text{где} \quad (3)$$

Z_1, Z_2, \dots, Z_K - стоимость основных элементов нефтепровода;

зависимость показателей надежности элементов нефтепровода от их стоимости

$$N = f(Z) \quad , \quad (4)$$

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

3.1. Обобщенный показатель надежности R_0 магистрального нефтепровода устанавливается, исходя из условия выполнения заданного планового объема перекачки нефти Q_0 на расстояние L_0 , за интервал времени $[a, b]$, например, за год, с учетом как внутри-системных 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

$$R_0 \geq 0,96. \quad (5)$$

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]:

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

где m - количество промежуточных НПС;

ω_2, μ_2 - соответственно параметр потока отказов и восстановления промежуточных НПС;

ω_1, μ_1 - соответственно параметр потока отказов и восстановления I км линейной части (с учетом отказов

задвижек),

l_j - длина j -го линейного участка между НПС;

ω_3, μ_3 - соответственно параметр потока отказов и восстановлений головной НПС.

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

$$C_i = K_i \cdot E + C_{эi} + Y_i, \quad (7)$$

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

$C_{э}$ - эксплуатационные затраты;

E - нормативный коэффициент экономической эффективности;

Y - ущерб от ненадежности.

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

$$Y = \omega_{3i} \cdot T_{\text{кал}} (Z_{\beta i} + Y_{\mu i} + Y_{\mu i}) + (1 - R_i) T_{\text{кал}} \cdot Y_{0i}, \quad (8)$$

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

Z_{β} - затраты на восстановление одного отказа;

Y_{μ} - ущерб от потери нефти;

Y_{μ} - ущерб от загрязнения окружающей среды;

Y_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% ($\pm 5\%$ 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

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

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) $V_1 = V_2 = 100000 \text{ м}^3$; $K_B = 2080000 \text{ руб.}$;
- б) $V_1 = V_2 = 160000 \text{ м}^3$; $K_B = 3640000 \text{ руб.}$;
- в) $V_1 = V_2 = 220000 \text{ м}^3$; $K_B = 4680000 \text{ руб.}$;
- г) $V_1 = V_2 = 240000 \text{ м}^3$ и $K_B = 5260000 \text{ руб.}$

Параметр потока отказов и капитальные вложения в линей-

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

- а) $\omega_1 = 4,7 \cdot 10^{-7}$ л/час; $K_{\text{д}} = 136000$ руб./км; $\delta = 11$ мм;
- б) $\omega_1 = 4,5 \cdot 10^{-7}$ л/час; $K_{\text{д}} = 144000$ руб./км; $\delta = 11,5$ мм;
- в) $\omega_1 = 4,32 \cdot 10^{-7}$ л/час; $K_{\text{д}} = 147600$ руб./км; $\delta = 12$ мм;
- г) $\omega_1 = 4,12 \cdot 10^{-7}$ л/час; $K_{\text{д}} = 159500$ руб./км; $\delta = 12,5$ мм;
- д) $\omega_1 = 3,98 \cdot 10^{-7}$ л/час; $K_{\text{д}} = 172000$ руб./км; $\delta = 13$ мм;
- е) $\omega_1 = 3,7$ л/час; $K_{\text{д}} = 183000$ руб./км; $\delta = 14$ мм;

затраты на восстановление одного отказа линейной части $Z_{\text{в}} = 6000$ руб. Нормы амортизационных отчислений соответственно на линейную часть и НПС равны $A_{\text{д}} = 0,036$; $A_{\text{с}} = 0,085$. Норма отчислений на текущий ремонт - соответственно $P_{\text{д}} = 0,003$; $P_{\text{с}} = 0,013$. Норма отчислений на соцстрах, общехозяйственные и прочие расходы соответственно равны $O_{\text{с}} = 0,084$; $O_{\text{р}} = 0,77$; $P_{\text{р}} = 1,73$.

Зарплата обслуживающего персонала линейной части по участкам принята равной $Z_{\text{л1}} = 300000$ руб.; $Z_{\text{л2}} = 400000$ руб.; $Z_{\text{л3}} = 300000$ руб. Заработная плата обслуживающего персонала головной НПС и промежуточных НПС принималась соответственно равной $Z_{\text{сг}} = 225000$ руб.; $Z_{\text{с}} = 150000$ руб. Цена нефти $C_{\text{н}} = 14$ руб/т.

Тарифная плата за 1 квт максимальной нагрузки и за 1 квт-час $\text{Tr}_2 = 27$ руб./квт; $\text{Tr} = 0,001$ руб./квт-час. Цена воды $C_{\text{в}} = 0,05$ руб/т. Суммарная мощность электродвигателей насосных агрегатов $N_{\text{г}} = 15000$ квт.

Задвижки расставлялись в зависимости от длины участков по вариантам:

- а) $\eta_1 = 10$; $\eta_2 = 14$; $\eta_3 = 10$;
- б) $\eta_1 = 15$; $\eta_2 = 20$; $\eta_3 = 15$;
- в) $\eta_1 = 18$; $\eta_2 = 23$; $\eta_3 = 18$;
- г) $\eta_1 = 20$; $\eta_2 = 26$; $\eta_3 = 20$.

Параметры потока отказов и интенсивность восстановлений задвижки равны $\omega_z = 0,57 \cdot 10^{-6}$ 1/час; $\mu_z = 0,023256$ 1/час.

Коэффициент оперативной готовности задвижки $K_{ог} = 0,96$.

Стоимость задвижки

$C_z = 16000$ руб.; затраты, связанные с ее заменой при отказе,

$S_{z_2} = 20000$ 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

$$K_2 = 0,5; K_I = 0,67; K_5 = 4,7.$$

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/м³.

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 АББ $v_0 = 20$ км/час.

Решение задачи позволило выявить оптимальный вариант нефтепровода с параметрами

$$R = 0,980132; \quad C_n = 49226300 \text{ руб.}$$

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

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

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

$$K_n = 136000 \text{ руб./км}; \quad K_{r_2} = K_{c_3} = 1153000 \text{ руб./100 км.}$$

При этом обслуживание линейной части должно осуществляться тремя АББ; объемы резервуарных парков $V_1 = V_2 = 100000 \text{ м}^3$, число задвижек должно быть на первом участке - 18; на втором - 23; на третьем - 18.

Приложение I

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 1 часа, тыс. руб./час ($\%_0$)	Потери нефти при отказе линейной части, т/отказ (V_d)	Затраты на одно восстановление линейной части, руб. (J_d)	Время восстановления одного участка, час ($T_d \approx t_d$)
1	2	3	4	5
530	$8400^{-I} (2120 + m 1020 + 9 L)$	70	1140	26
720	$8400^{-I} (2810 + m 1260 + 12L)$	160	2000	30
820	$8400^{-I} (3150 + m 1440 + 15L)$	265	3300	38
1020	$8400^{-I} (4710 + m 1800 + 22L)$	1240	6000	43
1220	$8400^{-I} (5290 + m 2150 + 29L)$	1990	11000	51

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 Главтранснефть 5 сентября 1977г. (ВНИИСПНефть, Уфа, 1978).

Приложение 2

Параметры потока отказов линейной
части магистрального нефтепровода

δ	$\frac{I}{\text{час} \cdot \text{км}}$			
	Ди (мм)			
	720 $\omega_i \cdot 10^7$	820 $\omega_i \cdot 10^7$	1020 $\omega_i \cdot 10^7$	1220 $\omega_i \cdot 10^7$
8,0	3			
8,5	2,82			
9,0	2,66	3,81		
9,5	2,52	3,6		
10,0	2,4	3,42		
10,5		3,26		
11,0		3,12	4,7	
11,5			4,5	
12,0			4,32	
12,5			4,12	5,6
13,0			3,38	5,39
14,0			3,7	5,0
14,5				4,83
15,0				4,67
15,2				4,58

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 39-I-62-78. Методика определения показаний надежности магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИСПНефть, 1978.

2. ВСН I7-77. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М., Гипротрубопровод, 1977.

3. РД 39-30-107-78. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИСПНефть, 1979.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. 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 1. Зависимости удельного ущерба от простоя нефтепровода, величин потерь, затрат на восстановление и времени восстановления от диаметра нефтепровода (кроме "горячих" нефтепроводов)	12
Приложение 2. Параметры потока отказов линейной части магистрального нефтепровода	13
Литература	14

МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ МЕЖДУ
ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО
НАЭТЕПРОВОДА

РД 39-30-616-81

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

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

Ротапринт ВНИИСПНефти