

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТ_{нефть}

МЕТОДИКА
УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ
НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-298-79

Уфа - 1980

Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
"ВНИИСПТнефть"

УТВЕРЖДЕНА
Первым заместителем Министра
нефтяной промышленности
В.И. КРЕМНЕВЫМ
24 декабря 1979г.

М Е Т О Д И К А
УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-298-79

Настоящая "Методика" регламентирует порядок выбора (установления) норм надежности линейной части магистрального нефтепровода на стадии проектирования и одновременно позволяет контролировать эффективность функционирования нефтепровода в процессе эксплуатации.

"Методика" разработана авторским коллективом ВНИИСПНефти в составе: З.Л.Белозеровой, Г.Ш.Кудоярова, Л.С.Маслова

1.5. За показатели надежности ЛЧ в соответствии с РД 39-30-13-77 "Методика выбора вида подлежащих нормированию показателей надежности сооружений и оборудования магистрального нефтепровода на стадии проектирования" /1/ принимаются, в зависимости от доминирующего фактора при оценке последствий отказа, либо коэффициент технического использования - $K_{т.и}$, либо среднее значение числа отказов в год, приходящееся на 1000 км протяженности ЛЧ - $\bar{\Omega}$, либо оба показателя одновременно, а также средний ресурс T_p или средний срок службы $T_{ср}$.

1.6. В основу настоящей Методики положен документ Госстандарта "Методика выбора норм надежности технических устройств" /2/.

1.7. Принципы и порядок определения норм надежности ЛЧ, изложенные в настоящей Методике, в равной степени распространяются и на магистральный нефтепровод в целом.

1.8. Основные положения Методики могут быть использованы при разработке раздела надежности МН, являющегося составной частью Норм технологического проектирования и технико-экономических показателей магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

1.9. Термины и определения, принятые в Методике, соответствуют ГОСТ 13377-75 "Надежность в технике. Термины и определения".

2. ПРИНЦИПЫ И ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМ НАДЕЖНОСТИ

2.1. Для установления нормативного уровня надежности ЛЧ проектируемого МН необходимы данные, приведенные в табл.1.

Таблица 5

№ пп	Показатель	Условное обозначение и размерность	Определение
1.	Объем нефти, предназначенный к перекачке по МН	Q_r , т/год	Определяется заданием на проектирование нефтепровода
2.	Характеристики нефти		Определяются заданием на проектирование
	вязкость	ν , сот	
	плотность	ρ , т/м ³	
3.	Протяженность нефтепровода	L , км	Определяется расстоянием между головным и конечным пунктом нефтепровода
4.	Диаметр	D , мм	Определяется гидравлическим расчетом с учетом объема перекачиваемой нефти в соответствии с заданием на проектирование нефтепровода
5.	Количество нефтеперекачивающих станций (НПС)	n , шт	Определяется гидравлическим расчетом в соответствии с действующими нормами технологического проектирования
6.	Средний срок службы	$T_{ср}$, год	Принимается в соответствии с нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР /3/ равным 33 годам
7.	Среднее значение времени восстановления линейной части	T_B , час/отк	Определяется по результатам обработки ретроспективных данных отказов линейной части

I	2	3
8. Среднее значение времени восстановления системы энергоснабжения нефтеперекачивающей станции	$\tau_{\text{ис}}$, час/отк	Определяется по результатам статистической обработки данных отказов систем энергоснабжения НПС
9. Среднее значение параметра потока отказов линейной части за ресурс	$\bar{\Omega}$, отк/год	В качестве параметра потока отказов принимается среднее за ресурс количество отказов, приходящееся на 1000км протяженности МН в год; определяется по результатам статистической обработки данных отказов. В данной методике значение $\bar{\Omega}$ принято постоянным, независимым от диаметра
10. Среднее значение параметра потока отказов системы энергоснабжения	$\bar{\Omega}_{\text{ис}}$, отк/год	Определяется по статистическим данным отказов систем энергоснабжения
11. Коэффициент относительного снижения поставки нефти при отказе промежуточной НПС	κ , безразмерная величина	Определяется расчетом
12. Среднее значение суммарной наработки в году	T_r , суток в год	Определяется как разница между временем, равным одному году и средним за срок службы временем простоев линейной части, связанных с проведением всех видов работ по техническому обслуживанию и ремонту МН.

Продолжение табл. I

I	2	3
		Время простоев по организационным причинам — из-за отсутствия емкости или нефти при определении T_r не учитывается
I3. Коэффициент технического использования	$K_{ТМ}$, безразмерная величина	Среднее за весь срок олуком значение $K_{ТМ}$; определяется отношением суммарной наработки в году (в сутках) к периоду, равному календарному году
I4. Средний ресурс	T_p , год	Определяется при условии постоянных в течение срока олуком номенклатуры ремонтных работ и нормативов времени на их выполнение из соотношения: $T_p = K_{ТМ} \cdot T_{ср}$
I5. Суммарные затраты на сооружение магистрального нефтепровода	K , руб.	Определяются в соответствии с данными п.п. I+4 и Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями МН /4/
I6. Доля эксплуатационных расходов, не зависящая от объема перекачиваемой нефти	$З_1$, руб/год	Годовые средние за период эксплуатации МН расходы, за исключением расходов на электроэнергию (потребляемой мощности), нормируемых потерь нефти и расходов на плановое текущее обслуживание и ремонт
I7. Доля эксплуатационных расходов, зави-		

I	2	3
сящая от объема предназначенной к перекачке по МН нефти	3_2 ,руб/год	Расходы на электроэнергию для перекачки заданного годового объема нефти (включая нормируемые технологические потери); принимаются по действующим нормам или определяются расчетом
18. Средние суммарные затраты на текущее плановое обслуживание и ремонт	$3_{ар}$,руб/год	Принимаются ориентировочно для линейной части в размере 0,3% от объема капвложений в линейную часть и для НПС - в размере 1,3% от объема капвложений в НПС
19. Удельный эффект от использования МН (линейной части)	$1/4$,руб/ткм	За величину удельного эффекта может быть принята прибыль от выполнения работ по перекачке 1 т нефти на расстоянии 1 км, численно равная разнице между величиной единой тарифной ставки и себестоимостью перекачки 1 т нефти на 1 км
20. Удельный ущерб, обусловленный вынужденным простоем	$4/п$,руб/год	Принимается средний за срок службы ущерб, определяемый согласно Методике оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода (РД 39-30-107-78) /5/
21. Удельный ущерб от отказа линейной части	$4/о$,руб/отк	Определяется в соответствии с РД 39-30-107-78
22. Нормативный коэффициент приращения расхода	$£_{н.п.}$, безразмерная величина	Принимается в соответствии с Типовой методикой определения экономической эффек-

Продолжение табл. I

1	2	3
временных затрат к одному моменту времени		тивности капитальных вложений / δ /
23. Интервал времени приведения	Δt , год	Принимается равным одному году
24. Число интервалов приведения	m	Сумма интервалов приведения, численно равная среднему сроку службы

2.2. Нормативный уровень надежности ЛЧ в соответствии с п. I.3 устанавливается по максимуму целевой функции

$$K_{н.п} = \frac{Z_n}{Z_n} \quad (1)$$

представляющей отношение величины приведенного суммарного эффекта Z_n к величине приведенных суммарных затрат Z_n .

2.3. Коэффициент нормирования надежности ЛЧ - $K_{н.п}$ должен учитывать затраты на сооружение, обслуживание и ремонт, ущерб от отказов и простоя в зависимости от доминирующего фактора при оценке последствий отказа, эффект (прибыль от использования МН), а также одновременность осуществления затрат и получения эффекта от эксплуатации МН:

$$K_{н.п} = \Phi_n(K_i, Z_i, Z_{op}, Y_i, Y_n, P_i, \Omega, K_{T, M}, T_n) \quad (2)$$

2.4. Величина приведенного суммарного эффекта от использования линейной части в течение срока службы определяется выражением

$$Z_n = \sum_{j=1}^m (1 + E_{н.п})^{-\Delta t_j} \Pi_j Q_j K_{T, M} \Delta t, \quad (3)$$

где $j = \overline{1, 2, \dots, m}$ - индекс интервала приведения затрат,
 i - индекс варианта проектируемого нефтепровода.

2.5. Величина приведенных суммарных затрат за срок службы нефтепровода с учетом доминирования в равной степени фактов отказа и простоя определяется выражением:

$$Z_{\text{п.и}} = K_i + \sum_{j=1}^m (1 + E_{\text{н.п}})^{-\Delta t_j} \left[Z_i + Z_{\text{ар}_i} + Z_{\text{к}_i} K_{\text{т.и}} + Z_{\text{ч}_i} K_{\text{т.и}} \bar{\Omega} L 10^{-3} Y_i (1 - K_{\text{т.и}}) \right] \Delta t. \quad (4)$$

2.6. Приведенное значение коэффициента нормирования надежности ЛЧ с учетом (1), (3) и (4) определяется по формуле:

$$K_{\text{н.п}} = \frac{\sum_{j=1}^m (1 + E_{\text{н.п}})^{-\Delta t_j} \eta Q L K_{\text{т.и}} \Delta t}{K_i + \sum_{j=1}^m (1 + E_{\text{н.п}})^{-\Delta t_j} \left[Z_i + Z_{\text{ар}_i} + Z_{\text{к}_i} K_{\text{т.и}} + Z_{\text{ч}_i} K_{\text{т.и}} \bar{\Omega} L 10^{-3} Y_i (1 - K_{\text{т.и}}) \right] \Delta t} \quad (5)$$

Обоснование формулы (5) приведено в приложении I.

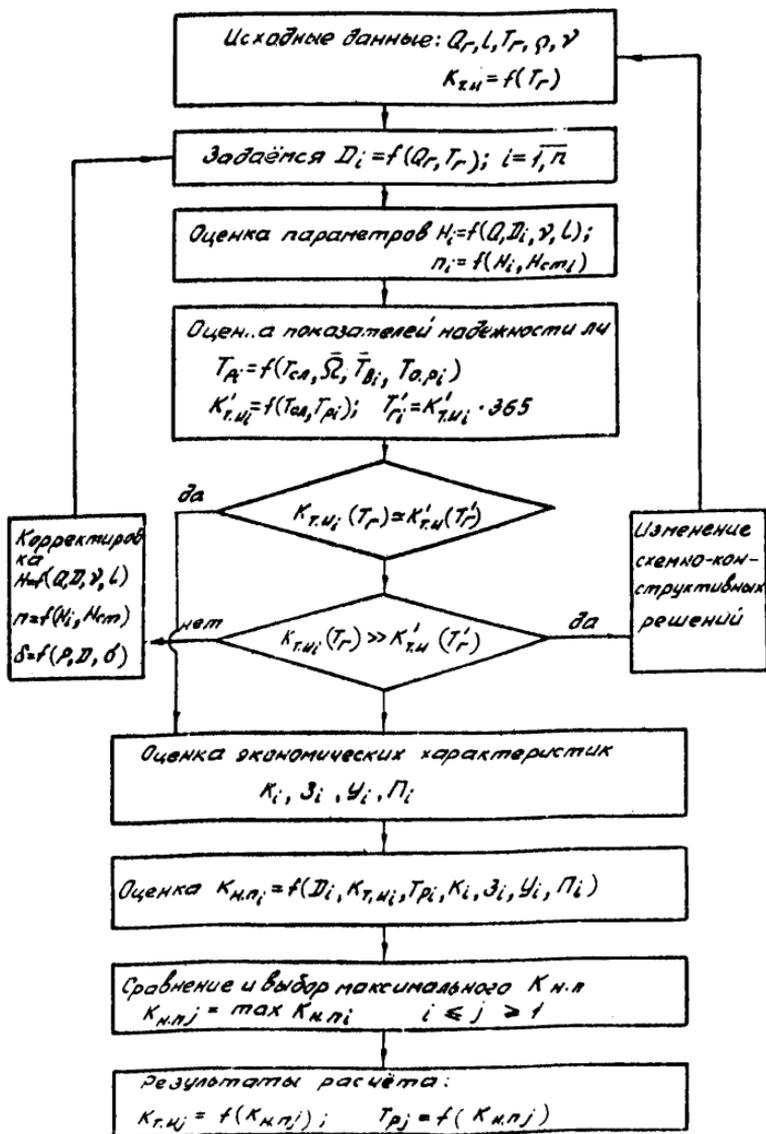
2.7. В соответствии с заданием на проектирование выполняется технологический расчет i - конкурентоспособных вариантов МН, отличающихся между собой диаметром ЛЧ.

2.8. Для каждого конкурентоспособного варианта проектируемого МН с учетом состава объектов (сооружений) определяется i , при необходимости, уточняется значение показателя надежности - коэффициента технического использования.

2.9. Численное значение показателя надежности $K_{\text{т.и}}$ определяется в зависимости от протяженности нефтепровода, диаметра ЛЧ, количества НПС, нормативов времени на производство технического обслуживания и ремонта (см. приложение 2).

2.10. Для каждого конкурентоспособного варианта проектируемого МН определяется в соответствии с (5) значение коэффициента нормирования надежности $K_{\text{н.п}_i}$.

2.11. Полученные значения $K_{\text{н.п}_i}$ сравниваются.



Блок-схема установления нормативного уровня надежности линейной части МН

В качестве норм надежности выбираются значения надежности того варианта линейной части МН, который обеспечивает получение максимальной величины $K_{н.л}$ (см.приложение 3, пример 1).

2.12. При получении вариантов нефтепровода, обеспечивающих одинаковую величину $K_{н.л}$, предпочтение отдается либо варианту с меньшей металлоемкостью ЛЧ, либо варианту с большим значением коэффициента технического использования.

2.13. Повышение надежности линейной части МН, например, путем увеличения коэффициента технического использования, достигается за счет дополнительных капиталовложений на сооружение резервуарного парка, делящего нефтепровод на линейно-технологические участки, резервной линии или резервного источника энергоснабжения и др.мероприятий, позволяющих уменьшить общее время простоя ЛЧ.

2.14. Нормативный уровень надежности линейной части считается достигнутым, если дополнительные мероприятия по увеличению коэффициента технического использования, не приводят к увеличению $K_{н.л}$, рассматриваемого варианта (см.приложение 3, пример 2).

Алгоритм определения нормативного уровня надежности приведен на блок-схеме.

Приложение I

Вывод и обоснование формулы
для расчета приведенного значения коэффициента
нормирования надежности линейной части магист-
рального нефтепровода

Функциональное назначение линейной части МН - обеспечивать, направлять и сохранять поток транспортируемой по МН нефти. Выполнение работы по перекачке тонны нефти на расстояние в один километр приносит прибыль в размере Π_y , руб./т.км. Соответственно работа по перекачке заданного годового объема нефти Q_r по нефтепроводу протяженностью l дает экономический эффект (прибыль) в размере

$$Z(T_r) = \Pi_y Q_r l. \quad (\text{П I.1})$$

Поскольку экономическая эффективность нефтепровода (линейной части) пропорциональна проработанному времени, суммарный эффект от эксплуатации МН определится в виде

$$Z(T_{ср}) = \Pi_y Q_r l T_p. \quad (\text{П I.2})$$

Считая суммарный эффект от эксплуатации МН равномерно распределенным на всем периоде, равном сроку службы $T_{ср}$, удельный (средне-годовой) экономический эффект Z' составит величину, равную

$$Z' = \Pi_y Q_r l K_{т.ч}, \quad (\text{П I.3})$$

а с учетом требования приведения разновременного получаемого по годам эффекта в течение среднего срока службы к одному моменту времени выражение (П I.3) примет следующий вид:

$$Z_n(T_{ср}) = \sum_{j=1}^n (1+E_{н.п})^{-\Delta t_j} \Pi_y Q_r l K_{т.ч} \Delta t. \quad (\text{П I.4})$$

Формула (П I.4) выражает суммарный приведенный эффект от эксплуатации линейной части МН; при этом численное значение $K_{г.л}$ характеризует соответственно надежность линейной части.

Суммарные затраты состоят из капитальных вложений по всем объектам МН и эксплуатационных расходов, включающих как составную часть ущерб от ненадежности линейной части и объектов, обеспечивающих ее работоспособность - нефтеперекачивающих станций.

Считая доминирующими при оценке последствий отказа линейной части факты отказа и простоя одновременно, ущерб от ненадежности определится суммой составляющих ущерба от отказа $Z_{от}$ и ущерба от простоя $Z_{п}$, которые в свою очередь могут быть определены в виде:

$$Z_{от} = \frac{4}{6} \Omega L \cdot 10^{-3} T_p; \quad (\text{П I.5})$$

$$Z_{п} = \frac{4}{6} (1 - K_{г.л}) T_{ср}. \quad (\text{П I.6})$$

При определении затрат на эксплуатацию линейной части МН, связанных с обеспечением ее нормального функционирования, учитываются отдельно затраты, не зависящие от объема предназначенной к перекачке нефти (условно-постоянные расходы - Z_1) и зависящие от него (условно-переменные - Z_2), пропорциональные суммарной наработке за средний срок службы.

Считая эксплуатационные расходы равномерно распределенными на периоде, равном среднему сроку службы, удельные эксплуатационные расходы составят сумму, равную

$$Z' = Z_1' + Z_2 K_{г.л} + \frac{4}{6} K_{г.л} \Omega L \cdot 10^{-3} + \frac{4}{6} (1 - K_{г.л}). \quad (\text{П I.7})$$

С учетом приведения разновременных затрат к одному моменту времени, а также осуществления капитальных вложений к началу эксплуатации МН, общие суммарные приведенные расходы опреде-

ляются в виде:

$$Z_n = K_i + \sum_{j=1}^{m} (1 + E_{Hj}) \left[Z_i' + Z_{i2} K_{T,i} + Y_{i2} K_{T,i} R L \cdot 10^{-3} Y_{i2} (1 - K_{T,i}) \right] \Delta t. \quad (\text{П I.8})$$

Отношение выражений (П I.4) и (П I.8) позволяет получить коэффициент нормирования надежности линейной части (I) и по нему установить нормативный уровень надежности.

Поскольку соблюдение установленного проектом уровня надежности линейной части МН в эксплуатации тесно связано с соблюдением оптимального (принятого при проектировании) уровня экономических характеристик (объема перекачки, прибыли, величины затрат на эксплуатацию), для возможностей контроля этого уровня в эксплуатации целесообразно из условно-постоянных расходов выделить в самостоятельную статью расходы на плановое текущее обслуживание и ремонт Z_{op} и учитывать их непосредственно в формуле: выражение (5).

Приводимые выше формулы получены при следующих ограничениях и допущениях.

Номенклатура, нормативы времени и затрат на выполнение ремонтных работ на линейной части МН определенного диаметра считаются на всем сроке службы МН изменяющимися незначительно.

Это допущение позволяет принимать в расчетах средние значения величин и рассматривать их относительно года.

Параметр потока отказов линейной части со временем не возрастает, от диаметра МН не зависит, в расчетах принимается постоянным для нефтепроводов всех диаметров.

Отказ линейной части не обесценивает ранее выполненную работу по транспортированию нефти, результат ее накапливается.

Поток отказов линейной части принят простейшим, обладающим свойствами стационарности, ординарности, отсутствия последовательности.

Приложение 2

Определение показателя надежности
линейной части магистрального нефтепровода -
коэффициента технического использования

Вышепринятые допущения и ограничения позволяют рассмотреть коэффициент технического использования на периоде, равном году.

В общем виде, отнесенный к году, коэффициент технического использования линейной части МН определяется как

$$K_{т.и} = \frac{\sum_{t=1}^{365} t_{раб}}{\sum_{t=1}^{365} t_{раб} + \sum_{\xi=1}^i r_{\xi} t_{\xi} + \sum_{\psi=1}^q n_{\psi} t_{\psi}}, \quad (\text{П.2.1})$$

где $t_{раб}$ - интервалы времени работоспособного состояния линейной части в течение года;

i - количество видов работ в году по техническому обслуживанию планового и непланового характера, требующих остановки перекачки нефти по МН;

r_{ξ} - количество обслуживаний ξ -го вида;

t_{ξ} - средняя продолжительность проведения ξ -го вида обслуживания;

q - количество видов работ в году по текущему ремонту планового и непланового характера, выполняемых при остановленной перекачке нефти по МН;

n_{ψ} - количество ремонтов ψ -го вида;

t_{ψ} - средняя продолжительность простоя по ψ -й причине ремонта

Или

$$K_{т.и} = \frac{\sum_{t=1}^{365} t_{раб}}{365} = \frac{T_r}{365}. \quad (\text{П.2.2})$$

Соответственно (П.2.2.) среднее суммарное время простоя линейной части для выполнения всех видов ремонтных работ, требующих остановки перекачки по трубопроводу, составит в году величину

$$t_{ар} = 365 - T_r \quad (\text{сутки}). \quad (\text{П.2.3})$$

В силу специфики и периодичности ремонта линейной части, обусловленного заменой изоляционного покрытия, время на выполнение этого вида ремонта также является составляющей $t_{ар}$.

Для случая полного за срок службы ремонта изоляционного покрытия ЛЧ без остановки перекачки (со снижением давления в трубопроводе) время ремонта $t_{р.и}$, эквивалентное полному простоя МН в году, ориентировочно определяется по формуле:

$$t_{р.и} = \frac{L(Q_{сум}^p - Q_{сум}^{ар})}{T_{ср} L' Q_{сум}^p} (\text{сут. в год}). \quad (\text{П.2.4})$$

Здесь L' - суточная норма ремонта, км/сутки;

$Q_{сум}^p$ и $Q_{сум}^{ар}$ - производительность нефтепровода, соответственно проектная и при сниженном давлении, т/сутки.

В (П.2.4) считается, что в течение срока службы нефтепровод будет отремонтирован на всей протяженности.

Среднее время простоя линейной части в году для производства внеплановых ремонтов из-за отказов определяется по формуле:

$$t_{рем} = \bar{\Omega}_{лч} L 10^{-3} T_{в} + \bar{\Omega}_{лс} T_{лс} [1 + \kappa (n-1)]. \quad (\text{П.2.5})$$

Составляющие формулы (П.2.5) могут быть приняты по данным ВНИСПНефти следующими:

$$\bar{\Omega}_{лч} = 3 \text{ отказа в год на } 1000 \text{ км;}$$

$T_{в}$ - в зависимости от диаметра в соответствии с табл.

П.2.1.

Таблица П.2.1

Диаметр, мм	Время восстановления, час
530	26
720	30
820	38
1020	43
1220	51

$$\bar{\Omega}_{\text{тс}} = 13 \text{ отк/год};$$

$$\bar{\tau}_{\text{тс}} = 3 \text{ ч/отказ};$$

$$\chi = 0,3315.$$

Время для производства планового технического обслуживания и ремонта, требующих остановки перекачки, определяется на основе опыта предыдущей эксплуатации нефтепроводов, либо по разработанной номенклатуре и нормативам.

Пример (условный). Определить значение коэффициента технического использования линейной части проектируемого МН диаметром 820 мм протяженностью 500 км, с двумя НПС. Предполагается ремонт изоляционного покрытия выполнять без остановки перекачки при сниженном давлении при следующих параметрах:

$Q_{\text{сут}}^{\text{АР}} = 25000 \text{ т/сутки}; L' = 2 \text{ км/сутки}$. Среднесуточный проектный объем перекачки 65000 т/сутки.

Время, необходимое для производства ремонта изоляционного покрытия с учетом указанных параметров и срока службы, равного амортизационному, т.е. 33 годам, в соответствии с формулой (П.2.4) составит в среднем 5 суток в год.

Время простоя нефтепровода из-за отказов ЛЧ и системы энергоснабжения в соответствии с (П.2.5) составит в среднем 4 суток в год.

На производство планового текущего обслуживания и ремонта, требующего остановки перекачки по нефтепроводу, ввиду отсутствия норм, прием условно 2 суток в год.

Таким образом, для производства технического обслуживания и ремонта линейной части проектируемого нефтепровода необходимо в общей сложности в году II суток остановок (простоя) нефтепровода.

В соответствии с (П.2.3) суммарная наработка линейной части в году составит $T_r = (365-II) = 354$ суток.

И согласно (П.2.2) $K_{T,L} = \frac{354}{365} = 0,97$

Приложение 3

**Примеры установления нормативного уровня
надежности линейной части магистрального нефтепровода
на стадии его проектирования**

Пример I (условный). Установить нормативный уровень надежности линейной части проектируемого нефтепровода протяженностью 500 км, предназначенного для перекачки 20 млн. тонн нефти в год. Доминирующий фактор при оценке последствий отказа - факт простоя и отказа.

Необходимые для установления нормативного уровня надежности технико-экономические показатели приведены в таблице. Им предшествуют гидравлический и механический расчеты, выполняемые для конкурентоспособных вариантов нефтепровода, соответственно диаметром 720, 820, 1020 мм (в зависимости от проектной производительности).

Таблица П.3.1

Показатели	Номер варианта			
	I	1	2	1 3
K, тыс.руб.	53330		57306	83446
Z ₁ , тыс.руб/год	4000		3400	3200
Z ₂ , тыс.руб/год	4200		3500	3300
У _о , тыс.руб/отк.	4,6		4,7	25,8
У _п , тыс.руб/год	178		147	183
П _у , тыс.руб/ткм	48 · 10 ⁻⁸		61 · 10 ⁻⁸	65 · 10 ⁻⁸
K т.и	0,95		0,96	0,965
Тр, год	31,68		31,85	32,08

Значения остальных показателей являются постоянными для всех вариантов нефтепровода и равны: $Q_r = 20$ млн.т/год; $l = 500$ км; $\xi_{нп} = 0,08$; $m = 33$; $\bar{\Sigma}_{нп} = 3$ отк/год на 1000 км.

Значения коэффициентов нормирования надежности, получаемые

по формуле (5) в соответствии с данными таблицы для линейной части каждого варианта проектируемого нефтепровода, следующие:

$$K_{н.п}^I = 0,36; \quad K_{н.п}^{\bar{II}} = 0,50; \quad K_{н.п}^{\bar{III}} = 0,46,$$

Наилучшим вариантом с точки зрения максимума эффекта на единицу затрат согласно расчету является второй вариант, т.е. показатели нефтепровода диаметром 820 мм. Показатели надежности, входящие в него, являются оптимальными и выбираются в качестве норм, т.е. $K_{г.ч} = 0,96$ (т.е. $T_p = 31,68$ года).

Пример 2. Установить целесообразность дальнейшего повышения коэффициента технического использования линейной части нефтепровода диаметром 820 мм, достигаемого сооружением дополнительного резервуарного парка, делящего нефтепровод на условно-независимые линейно-технологические участки протяженностью по 250 км.

Согласно новой структуре нефтепровода ($l_j = 250$ км, $n_j = 1$) и меньшему условному времени простоя в году, удалось повысить $K_{г.ч}$ до 0,98.

Это потребовало дополнительных капитальных вложений в сооружение резервуарного парка емкостью ≈ 200 тыс.м³ в сумме 3612 тыс.рублей, а также дополнительных эксплуатационных расходов в сумме 350 тыс.руб/год.

Пользуясь данными предыдущего примера (второй вариант), данными дополнительных затрат, по формуле (5) определяем новое значение $K_{н.п}^{\bar{I}}$

$$K_{н.п}^{\bar{I}} = 0,44,$$

Поскольку $K_{н.п}^{\bar{I}} < K_{н.п}^{\bar{II}}$, т.е. эффект на единицу затрат оказался в новом варианте меньше, коэффициент технического использования, равный 0,98, не может быть выбран в качестве нормы надежности. Предпочтение следует отдать варианту нефтепровода без дополнительного резервуарного парка и в качестве нормы надежности принять $K_{г.ч} = 0,96$.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Методика выбора вида подлежащих нормированию показателей надежности сооружений и оборудования магистрального нефтепровода на стадии проектирования. РД 39-30-13-77, Уфа, ВНИИСПНефть, 1977.

2. Методика выбора норм надежности технических устройств. М., Изд-во стандартов, 1971.

3. Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР и положение о порядке планирования начисления и использования амортизационных отчислений в народном хозяйстве. М., Госплан СССР, 1974.

4. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. ВСН 17-77. М., Гипротрубопровод, 1977.

5. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода (РД 39-30-107-78). Уфа, ВНИИСПНефть, 1979.

6. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., "Экономика", 1969.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	
2. Принципы и порядок определения норм надежности	4
Приложение 1. Вывод и обоснование формулы для расчета приведенного значения коэффициента нормирования надежности линейной части магистрального нефтепровода	13
Приложение 2. Определение показателя надежности линейной части магистрального нефтепровода - коэффициента технического использования	16
Приложение 3. Примеры установления нормативного уровня надежности линейной части магистрального нефтепровода на стадии его проектирования	20
Литература	22

**МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО
УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-298-79**

**Издание ВНИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, пр.Октября 144/3
Ответственный за выпуск
В.И.Косоручкин**

**Подписано к печати 18.03.80 1703203
Формат 60x90 1/16. Уч.изд. л. 1,0 Тираж 200 экз.
Заказ 65**

Ротапринт ВНИСПТнефти