МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

МЕТОДИКА
УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-298-79

gost.e-ecolog.ru

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

1980

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

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

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-298-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности от II.0I.I980г.
№ 2I Срок введения с 20.03.I980
Срок действия по I9.03.I985

Вводится впервые

Методика предназначена для организаций, проектирующих магистральные нефтепроводы.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика устанавливает единый подход к выбору нормативного уровня (норм) надежности линейной части (ЛЧ) магистрального нефтепровода (МН).

I.2. Установление норм надежности осуществляется на стадии разработки технического проекта на вновь сооружаемые и реконструируемые нефтепроводы.

I.3. Нормативным уровнем надежности ЛЧ проектируемого нефтепровода считается уровень, который обеспечивает получение максимальной величины приведенного эффекта на единицу суммарных приведенных затрат.

I.4. Нормативный уровень надежности ЛЧ устанавливается по основным показателям надежности, учитывающим особенности конструкции и эксплуатации МН, а также характер последствий отказа, определяющий общую величину народно-хозяйственного ущерба от ненадежности линейной части МН.

I.5. За показатели надежности ЛЧ в соответствии с РД 39-30-I3-77 "Методика выбора вида подлежащих нормированию показателей надежности сооружений и оборудования магистрального нефтепровода на стадии проектирования" /I/ 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 I000 км протяженности ЛЧ - $\bar{\Omega}$, либо оба показателя одновременно, а также средний ресурс $T_р$ или средний срок службы $T_{сл}$.

I.6. В основу настоящей Методики положен документ Госстандарта "Методика выбора норм надежности технических устройств" /2/.

I.7. Принципы и порядок определения норм надежности ЛЧ, изложенные в настоящей Методике, в равной степени распространяются и на магистральный нефтепровод в целом.

I.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.

I.9. Термины и определения, принятые в Методике, соответствуют ГОСТ I3377-75 "Надежность в технике. Термины и определения".

2. ПРИНЦИПЫ И ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМ НАДЕЖНОСТИ

2.I. Для установления нормативного уровня надежности ЛЧ проектируемого МН необходимы данные, приведенные в табл.I.

Таблица 5

№№ пп	Показатель	Условное обозначение и размерность	Определение
I.	Объем нефти, предназначенный к перекачке по МН	$Q_г$, 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	$T_{сл}$, 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	B, час/отк	Определяется по результатам обработки ретроспективных данных отказов линейной части

Продолжение табл.I

I	2	3
8. Среднее значение времени восстановления системы энергоснабжения нефтеперекачивающей станции	$\tau_{нс}$, 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
IO. Среднее значение параметра потока отказов системы энергоснабжения	$\bar{\Omega}_{нс}$, отк/год	Определяется по статистическим данным отказов систем энергоснабжения
II. Коэффициент относительного снижения поставки нефти при отказе промежуточной НПС	$\varkappa$, безразмерная величина	Определяется расчетом
I2. Среднее значение суммарной наработки в году	$T_г$, 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 $T_г$ не учитывается
I3. Коэффициент технического использования	$K_{т.и}$, безразмерная величина	Среднее за весь срок службы значение $K_{т.и}$; определяется отношением суммарной наработки в году (в сутках) к периоду, равному календарному году
I4. Средний ресурс	$T_р$, год	Определяется при условии постоянных в течение срока службы номенклатуры ремонтных работ и нормативов времени на их выполнение из соотношения: $T_р = K_{т.и} \cdot T_{сл}$
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	$З_г$, 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-		

Продолжение табл.I

I	2	3
сящая от объема предназначаемой к перекачке по МН нефти	$З_{э}$, руб/год	Расходы на электроэнергию для перекачки заданного годового объема нефти (включая нормируемые технологические потери); принимаются по действующим нормам или определяются расчетом
I8. Средние суммарные затраты на текущее плановое обслуживание и ремонт	$З_{ар}$, руб/год	Принимаются ориентировочно для линейной части в размере 0,3% от объема капвложений в линейную часть и для НПС – в размере I,3% от объема капвложений в НПС
I9. Удельный эффект от использования МН (линейной части)	$П_{ч}$, руб/ткм	За величину удельного эффекта может быть принята прибыль от выполнения работ по перекачке I т нефти на расстояние I км, численно равная разнице между величиной единой тарифной ставки и себестоимостью перекачки I т нефти на I км
20. Удельный ущерб, обусловленный вынужденным простоем	$У_{п}$, руб/год	Принимается средний за срок службы ущерб, определяемый согласно Методике оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода (РД 39-30-I07-78) /5/
2I. Удельный ущерб от отказа линейной части	$У_{о}$, руб/отк	Определяется в соответствии с РД 39-30-I07-78
22. Нормативный коэффициент приведения разно-	$Е_{н.п}$, безразмерная величина	Принимается в соответствии с Типовой методикой определения экономической эффек-

Продолжение табл.I

I	2	3
временных затрат к одному моменту времени		тивности капитальных вложений /6/
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

$$K_{н.п} = \frac{Э_п}{З_п}, \qquad (I)$$

представляющей отношение величины приведенного суммарного эффекта $Э_п$ к величине приведенных суммарных затрат $З_п$.

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 разновременность осуществления затрат и получения эффекта от эксплуатации МН:

$$K_{н.п} = \Phi_п(K_i, З_i, З_{z_i}, З_{ap_i}, У_{o_i}, У_{n_i}, П_i, \Omega, K_{т.и_i}, T_{p_i}). \qquad (2)$$

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

$$Э_{n_i} = \sum_{j=1}^{m} (1+E_{н.п})^{-\Delta t_j} \eta Q U K_{т.и_i} \Delta t, \qquad (3)$$

где $j = \overline{1,2,\ldots,m}$ – 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:

$$З_{п_i} = K_i + \sum_{j=1}^{m} (1+E_{н.п})^{-\Delta t_j} \left[З_i + З_{ар_i} + З_{э_i} \cdot K_{т.и_i} + У_{б_i} K_{т.и_i} \bar{Q} l \cdot 10^{-3} + У_{п_i} (1 - K_{т.и_i}) \right] \Delta t_j \quad (4)$$

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

$$K_{н.п} = \frac{\sum_{j=1}^{m} (1+E_{н.п})^{-\Delta t_j} \eta Q l K_{т.и_i} \Delta t}{K_i + \sum_{j=1}^{m} (1+E_{н.п})^{-\Delta t_j} \left[З_i + З_{э_i} K_{т.и_i} + З_{ар_i} + У_{б_i} K_{т.и_i} \bar{Q} l \cdot 10^{-3} + У_{п_i} (1 - K_{т.и_i}) \right] \Delta t} \quad (5)$$

Обоснование формулы (5) приведено в приложении I.

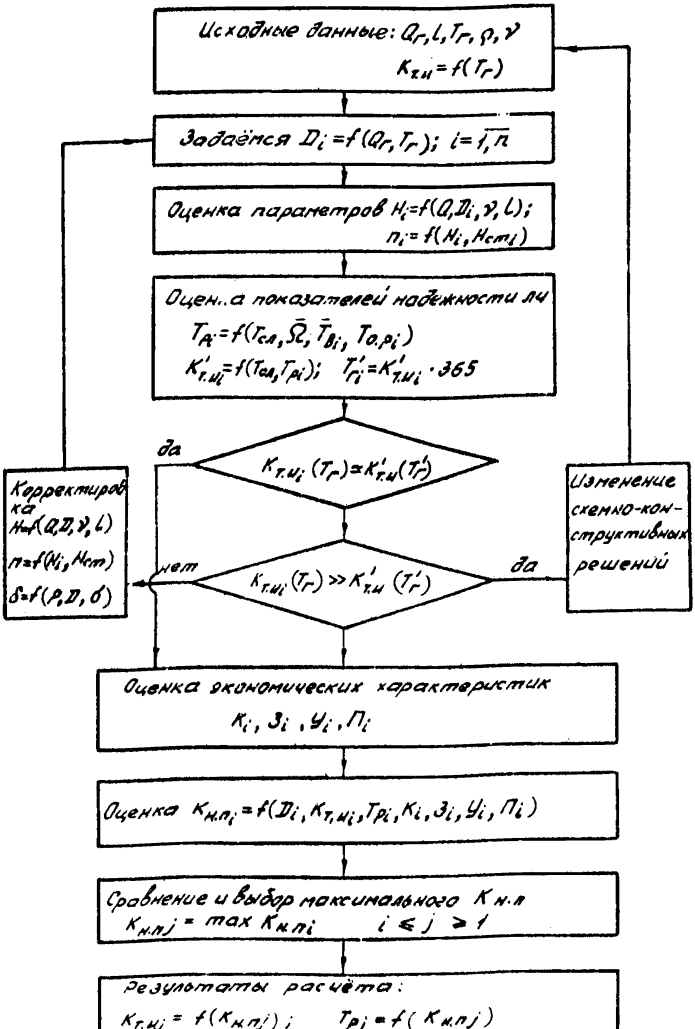
2.7. В соответствии с заданием на проектирование выполняется технологический расчет i – конкурентоспособных вариантов МН, отличающихся между собой диаметром ЛЧ.

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

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

2.IO. Для каждого конкурентоспособного варианта проектируемого МН определяется в соответствии с (5) значение коэффициента нормирования надежности $K_{н.п_i}$.

2.II. Полученные значения $K_{нп_i}$ сравниваются.



Блок-схема установления нормативного уровня надёжности линейной части МН

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

2.I2. При получении вариантов нефтепровода, обеспечивающих одинаковую величину $K_{н.п}$, предпочтение отдается либо варианту с меньшей металлоемкостью ЛЧ, либо варианту с большим значением коэффициента технического использования.

2.I3. Повышение надежности линейной части МН, например, путем увеличения коэффициента технического использования, достигается за счет дополнительных капвложений 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.I4. Нормативный уровень надежности линейной части считается достигнутым, если дополнительные мероприятия по увеличению коэффициента технического использования, не приводят к увеличению $K_{н.п}$, 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 магистрального 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 $П_у$,руб/т.км. Соответственно работа по перекачке заданного годового объема нефти $Q_г$ по нефтепроводу протяженностью l дает экономический эффект (прибыль) в размере

$$Э(T_г) = П_у Q l. \qquad (П\ I.1)$$

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

$$Э(T_{сл}) = П_у Q l T_р. \qquad (П\ I.2)$$

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

$$Э' = П_у Q l K_{т.и}, \qquad (П\ I.3)$$

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

$$Э_п(T_{сл}) = \sum_{j=1}^{m} (1+E_{нп})^{-\Delta t_j} П_у Q l K_{т.и} \Delta t. \qquad (П\ I.4)$$

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

Суммарные затраты состоят из капитальных вложений по всем объектам МН и эксплуатационных расходов, включающих как составную часть ущербаот 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 $З_{от}$ и ущерба от простоя $З_{п}$, которые в свою очередь могут быть определены в виде:

$$З_{от} = У_0 Q l \cdot 10^{-3} T_р ; \qquad (П\ I.5)$$

$$З_{п} = У_п (1-K_{т.ч}) T_{сл}. \qquad (П\ I.6)$$

При определении затрат на эксплуатацию линейной части МН, связанных с обеспечением ее нормального функционирования, учитываются отдельно затраты, не зависящие от объема предназначаемой к перекачке нефти (условно-постоянные расходы - $З_1$) и зависящие от него (условно-переменные - $З_2$), пропорциональные суммарной наработке за средний срок службы.

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

$$З' = З_1' + З_2' K_{т.ч} + У_0 K_{т.ч} Q l \cdot 10^{-3} + У_п (1 - K_{т.ч}). \qquad (П\ I.7)$$

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

лятся в виде:

$$З_п = K_i + \sum_{j=1}^{m} (1+E_{нп}) \left[З_{1_i}' + З_{2_i} K_{т.и_i} + У_{0_i} K_{т.и_i} \Omega l \cdot 10^{-3} + У_{п_i} (1-K_{т.и_i}) \right] \Delta t. \quad (П\ I.8)$$

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 $З_{ар}$ 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 последействия.

Приложение 2

Определение показателя надежности линейной части магистрального нефтепровода - коэффициента технического использования

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

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

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

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

f - 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

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

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

$$t_{ap} = 365 - T_p \quad \text{(сутки)}. \qquad \text{(П.2.3)}$$

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

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

$$t_{p.u} = \frac{L(Q^{p}_{сут} - Q^{\Delta p}_{сут})}{T_{сл}\, l'_{p}\, Q^{p}_{сут}} \text{ (сут. в год)}. \qquad \text{(П.2.4)}$$

Здесь l'_p – суточная норма ремонта, км/сутки;

$Q^{p}_{сут}$ и $Q^{\Delta p}_{сут}$ – 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:

$$t_{рем} = \bar{\Omega}_{ли}\, l\, 10^{-3} \bar{T}_в + \bar{\Omega}_{пс}\, \tau_{пс} [1 + \varkappa (n-1)]. \qquad \text{(П.2.5)}$$

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

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

$\bar{T}_в$ – в зависимости от диаметра в соответствии с табл. П.2.1.

Таблица П.2.I

Диаметр, мм	Время восстановления, час
530	26
720	30
820	38
I020	43
I220	5I

$\bar{\Omega}_{пс}$ = I3 отк/год;

$\bar{\tau}_{пс}$ = 3 ч/отказ;

$\varkappa$ = 0,33I5.

Время для производства планового технического обслуживания и ремонта, требующих остановки перекачки, определяется на основе опыта предыдущей эксплуатации нефтепроводов, либо по разработанным 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:

$Q^{\Delta P}_{сут}$ = 25000 т/сутки; l' = 2 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, примем 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 $T_г = (365-11) = 354$ суток.

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

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, I020 мм (в зависимости от проектной производительности).

Таблица П.3.I

Показатели	Номер варианта		
	I	2	3
К, тыс.руб.	53330	57306	83446
$З_1$, тыс.руб/год	4000	3400	3200
$З_2$, тыс.руб/год	4200	3500	3300
Уо, тыс.руб/отк.	4,6	4,7	25,8
Уп, тыс.руб/год	I78	I47	I83
Пу, тыс.руб/ткм	$48 \cdot I0^{-8}$	$6I \cdot I0^{-8}$	$65 \cdot I0^{-8}$
К т.и	0,95	0,96	0,965
Тр, год	3I,68	3I,85	32,08

Значения остальных показателей являются постоянными для всех вариантов нефтепровода и равны: $Q_г$ = 20 млн.т/год; l = 500 км; $E_{нп}$ = 0,08; m = 33; $\bar{Q}_{ну}$ = 3 отк/год на I000 км.

Значения коэффициентов нормирования надежности, получаемые

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

$K^{I}_{н.п} = 0,36;$ $K^{II}_{н.п} = 0,50;$ $K^{III}_{н.п} = 0,46$,

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. $K_{т.и} = 0,96$ (т.е. $T_р = 31,68$ 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 ($l_i = 250$ км, $n_i = 1$) и меньшему условному времени простоя в году, удалось повысить $K_{т.и}$ до 0,98.

Это потребовало дополнительных капитальных вложений в сооружение резервуарного парка емкостью ≈ 200 тыс.м^3 в сумме 3812 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 $K^{II'}_{нп}$

$K^{II'}_{нп} = 0,44$.

Поскольку $K^{II'}_{нп} < K^{II}_{нп}$, 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 $K_{т.и} = 0,96$.

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Методика выбора вида подлежащих нормированию показателей надежности сооружений и оборудования магистрального нефтепровода на стадии проектирования. РД 39-30-I3-77,Уфа,ВНИИСПТнефть,I977.

2. Методика выбора норм надежности технических устройств. М., Изд-во стандартов,I97I.

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, I974.

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

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

6. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., "Экономика", I969.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. Общие положения

2. Принципы и порядок определения норм надежности 4

Приложение I. Вывод и обоснование формулы для расчета приведенного значения коэффициента нормирования надежности линейной части магистрального нефтепровода I3

Приложение 2. Определение показателя надежности линейной части магистрального нефтепровода - коэффициента технического использования I6

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 ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, пр.Октября 144/3

Ответственный за выпуск

В.И.Косоручкин

Подписано к печати 18.03.80 ПО3203
Формат 60x90 1/16. Уч.изд. л. 1,0 Тираж 200 экз.
Заказ 65

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru