МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ

РД 39-30-1268-85

1985 год

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СОГЛАСОВАНО
Заместитель директора
НИИПиН при Госплане СССР
А.С.Хрящев
"28" января 1985 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Министра
нефтяной промышленности
В.И.Игревский
"20" марта 1985 г.

М Е Т О Д И К А

нормирования расхода электроэнергии
на транспорт нефти

РД 39-30-1268-85

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Главное управление по транспортированию и поставкам нефти

Начальник Главтранснефти В.Д.Черняев

Ответственные исполнители:

Начальник службы главного энергетика С.С.Данин

Старший инженер СУПЛАВ, к.т.н. В.И.Голосовкер

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического управления Ю.Н.Байдиков

Начальник Управления главного энергетика Н.П.Космынин

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ

РД 39-30-1268-85

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 5.11.85 №634

Срок введения установлен с 01.01.86

Срок действия до

Методика является руководящим документом при нормировании расхода электроэнергии на транспорт нефти по магистральным нефтепроводам на всех уровнях планирования.

Настоящая методика разработана Голосовкером В.И., Дыниным С.С., Сафоновым Н.А., Тигашовым М.А. (Главтранснефть МНП), Матвиенко Л.Г., Шевченко Л.А. (НИИПиН при Госплане СССР).

I. ВВЕДЕНИЕ

Предприятия нефтепроводного транспорта являются значительными потребителями электроэнергии – они расходуют примерно 1,8% электроэнергии от общего электропотребления промышленностью, строительством и транспортом. В связи с этим вопросы учета и нормирования расхода энергии в нефтепроводном транспорте приобретают все большую актуальность.

Госплан СССР ежегодно устанавливает Министерству нефтяной промышленности норму расхода электроэнергии на транспорт нефти.

Накопленный на предприятиях нефтепроводного транспорта опыт планирования расхода электроэнергии, существующий контроль и учет ее потребления позволяет перейти к научно обоснованному нормированию по всем уровням планирования.

Настоящая методика предназначена для расчета норм расхода электроэнергии на транспорт нефти для текущих и пятилетних планов по министерству, по управлениям магистральными нефтепроводами, по районным и территориальным нефтепроводным управлениям.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Нормирование расхода электрической энергии на транспорт нефти – это установление плановой меры ее потребления.

Основной задачей нормирования является применение в производстве и планировании технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода электроэнергии в целях наиболее эффективного ее использования и осуществления режима экономии.

В состав основных показателей, которые применяются при нормировании расхода электроэнергии на транспорт нефти, включаются групповые нормы и нормативные коэффициенты.

Норма расхода электроэнергии на транспорт нефти – это плановая величина потребления электроэнергии на единицу транспортной работы; она измеряется в киловатт-часах на 1000 тонно-километров грузооборота (кВт.ч/1000 ткм).

Нормы расхода электроэнергии на транспорт нефти учитывают расходы на основные и вспомогательные технологические процессы, вспомогательные нужды производства, а также технически необходимые потери энергии в сетях и преобразователях.

В зависимости от объекта формирования нормы расхода подразделяются на индивидуальные и групповые.

Индивидуальные нормы формируются по технологическим объектам – нефтепроводам.

Групповые нормы устанавливаются по хозяйственным объектам данного уровня планирования.

Индивидуальная норма расхода электроэнергии на транспорт нефти – это плановая величина потребления электроэнергии на единицу транспортной работы нефтепровода как объекта с замкнутым технологическим процессом.

Под нефтепроводом понимается один или несколько параллельных трубопроводов с насосными станциями и общими резервуарными парками в начале и (или) в конце трубопроводов.

Индивидуальные нормы определяются для каждого нефтепровода, исходя из планируемых условий эксплуатации. По нефтеперекачивающим станциям устанавливаются индивидуальные нормы, определенные для нефтепровода, так как насосные станции представляют собой подразделения внутри нефтепровода.

По головным насосным станциям, работающим на два и более нефтепроводов, рассчитывается средневзвешенная норма.

Индивидуальные нормы служат для расчета групповых норм. Основой для расчета индивидуальных норм являются нормативные коэффициенты. В состав нормативных коэффициентов входят: нормативные коэффициенты полезного действия насосных агрегатов, устанавливаемые по типам насосных агрегатов и по нефтепроводам; нормативные коэффициенты использования трубопроводов, устанавливаемые по нефтепроводам;

Нормативные коэффициенты полезного действия по типам насосных агрегатов и нормативные коэффициенты использования трубопроводов по нефтепроводам устанавливаются как отраслевые централизованно при однозначно определенных, примерно средних, условиях эксплуатации нефтеперекачивающих станций и линейной части нефтепроводов.

Нормативные коэффициенты полезного действия насосных агрегатов по нефтепроводам разрабатываются в составе показателей планов, исходя из нормативных отраслевых коэффициентов полезного действия насосных агрегатов, устанавливаемых по типам насосных агрегатов.

Срок действия отраслевых нормативных коэффициентов насосных агрегатов и использования трубопроводов не устанавливается. Они пересматриваются периодически по мере ввода новых типов насосных агрегатов, и совершенствования технологии очистки трубопроводов от парафина, воды и газовоздушных пробок.

Групповая норма расхода электроэнергии на транспорт нефти – это плановый показатель потребления электроэнергии хозяйственным объектом на единицу транспортной работы в планируемых условиях производства.

Групповые нормы расхода электроэнергии на транспорт нефти служат для определения планируемого потребления электроэнергии, а также оценки эффективности ее использования.

Групповые нормы устанавливаются по следующим уровням планирования:

– Министерству (по Главтранснефти);

- управлениям магистральными нефтепроводами;
- районным и территориальным нефтепроводным управлениям;

По периоду действия групповые и индивидуальные нормы подразделяются на годовые и квартальные.

Групповые нормы расхода электроэнергии на транспорт нефти утверждаются вышестоящей организацией.

Выполнение установленных норм является необходимым условием при материальном стимулировании за экономию электроэнергии.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ НОРМАТИВНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Нормативный коэффициент полезного действия насосного агрегата – это отношение выполняемой агрегатом работы сжатия к плановым затратам электроэнергии.

К плановым затратам электроэнергии относятся:

затраты на основной и вспомогательный технологические процессы – работу силового привода насоса, пуск и остановку насоса, связанные с текущими ремонтами; на вспомогательные нужды насосных станций – освещение, вентиляцию привод вспомогательных механизмов, обдув электродвигателей; на технически неизбежные потери электроэнергии в сетях и преобразователях.

Отраслевые нормативные коэффициенты полезного действия по типам насосных агрегатов установлены централизованно при номинальных значениях производительности (приложение П). Они определяются по формуле:

$$\eta_{агр.} = \eta_{нас.}(Q_н) \cdot \eta_{дв} \cdot \eta_{вс.} \qquad (I)$$

где

η нас.$(Q_н)$ – КПД насоса при номинальной производительности;

η дв. – КПД двигателя, принимается постоянным для каждого типа двигателя;

η вс. – потери в сетях и преобразователях и на вспомогательные нужды.

При разработке коэффициентов полезного действия (нормативных) были использованы паспортные характеристики насоса и нагрузочные характеристики двигателя по всем режимам загрузки, а также опытные характеристики, построенные по индивидуальным испытаниям с учетом опыта эксплуатации насосных агрегатов передовыми предприятиями отрасли.

КПД насосных агрегатов $\eta_{агр.}$ для однониточного нефтепровода равен нормативному коэффициенту, установленному для

соответствующих насосных агрегатов. При существенном отклонении производительности насосов от номинальной производительности (при $Q < 0{,}7Q_н$ и $Q > 1{,}2Q_н$) допускается, исходя из средних за ряд лет и с учетом прогнозируемых значений производительности, КПД насоса в формуле (I) принимать равным паспортному при плановой производительности.

КПД насосных агрегатов для многониточного нефтепровода определяется, исходя из отраслевых нормативных коэффициентов полезного действия насосных агрегатов по формуле:

$$\eta_{АГР} = \left(\sum_{i=1}^{m} p_i / \eta_{агр.i}\right)^{-1}, \qquad (2)$$

где $\eta_{агр.i}$ – нормативный коэффициент полезного действия насосных агрегатов, установленных на нефтеперекачивающих станциях i-ой нитки нефтепровода

p_i – коэффициент, характеризующий производительность i-ой нитки нефтепровода;

m – число параллельных ниток.

Коэффициент, характеризующий распределение производительности по параллельным ниткам определяется по формуле:

$$p_i = \frac{d_i^{2,714}}{\sum_{i=1}^{m} d_i^{2,714}}, \qquad (3)$$

где d_i – внутренний диаметр i-ой нитки нефтепровода, м;

$\left(\sum_{i=1}^{m} d_i^{2,714}\right)^{\frac{1}{2,714}} = d_{пр.}$ -приведенный диаметр нефтепровода, м;

Расчетные формулы здесь и далее даны для турбулентного режима движения жидкости в зоне гидравлически гладких труб, так как практически все нефтепроводы СССР работают в указанной области.

Нормативный коэффициент использования трубопровода – это отношение теоретической работы перемещения потока к нормативной работе перемещения нефти по реальному нефтепроводу.

Величина коэффициента использования трубопровода $\eta_{тр.}$ рассчитывается по формуле:

$$\eta_{тр.} = \frac{h_{теор.}}{p/\gamma - \Delta Z}, \qquad (4)$$

где $h_{теор.}$ – теоретический напор между входом и выходом трубопровода, м;

P – нормативный перепад давлений между входом и выходом трубопровода, кг/м^2;

ΔZ – разность геодезических отметок высот конца и начала трубопровода, м;

γ – объемный вес нефти, кг/м^3;

Теоретический напор определяется по следующей формуле:

$$h_{теор.} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g}, (м) \qquad (5)$$

где L – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

V – скорость потока, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Нормативный перепад давлений P, входящий в формулу (4), определяется опытным методом на нормально очищенном трубопроводе.

Отраслевые нормативные коэффициенты использования трубопроводов по нефтепроводам установлены централизованно (приложение II).

При разработке нормативных коэффициентов использования трубопроводов базой являлись опытные данные, полученные на действующих магистральных нефтепроводах. На первом этапе разработки были установлены коэффициенты использования трубопроводов для каждого стандартного диаметра труб с учетом достигнутых прогрессивных показателей эксплуатации.

На втором этапе – были установлены нормативные коэффициенты использования трубопроводов по нефтепроводам с учетом фактических условий эксплуатации каждого нефтепровода.

Нормативный коэффициент $\eta_{тр.}$ для однониточного нефтепровода, как правило, равен коэффициенту, установленному для соответствующего стандартного диаметра труб. В отдельных случаях с учетом фактических условий эксплуатации нормативный коэффициент. по нефтепроводу уменьшен.

Нормативный коэффициент $\eta_{тр.}$ для многониточных нефтепроводов определяется, исходя из коэффициентов, установленных для стандартных диаметров труб, по формуле:

$$\eta_{тр.н} = \sum_{i=1}^{m} p_i \eta_{тр.i} \qquad (3)$$

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ И ГРУППОВЫХ НОРМ

Индивидуальные нормы расхода электроэнергии разрабатываются для каждого нефтепровода, исходя из нормативных коэффициентов, весовой скорости потока и характеристики нефтепровода, учитывающей его геометрические параметры и физические свойства перекачиваемой нефти.

Индивидуальные нормы рассчитываются по формуле:

$$H' = \frac{k_э \cdot D}{\eta_{агр.н} \cdot \eta_{тр.н}} \cdot U^{7/4}, \quad \frac{квт.ч}{тыс.ткм} \qquad (7)$$

где $\eta_{агр.н}$ – нормативный коэффициент полезного действия насосных агрегатов;

$\eta_{тр.н}$ – нормативный коэффициент использования трубопровода;

$k_э$ – эксплуатационный коэффициент;

U – весовая скорость потока, т/м^2.ч;

D – характеристика нефтепровода, учитывающая его геометрические параметры и физические свойства перекачиваемой нефти, квт.ч.м.I4/4 $\cdot 4^{7/4}$/тыс.ткм.т$^{7/4}$

Весовая скорость потока определяется по формуле:

$$U = \frac{A}{V \cdot T}, \quad \frac{т}{м^2 \cdot ч} \qquad (8)$$

где A – планируемый грузооборот, ткм;

$V = \frac{\pi d_{пр}^2}{4} \cdot L$ – объем нефтепровода, тыс.м^3;

$d_{пр.}$ – приведенный диаметр нефтепровода, м;

L – длина нефтепровода, км;

T – планируемое время работы, ч.

Плановое рабочее время на квартал $T_{кв.}$ определяется из соотношения:

$$T_{кв} = \frac{T'_{кв}}{T'_г} \cdot T_г, \qquad (9)$$

где $T'_{кв}$, $T'_г$ – календарное время квартала и года, ч;

$T_г$ – годовое плановое рабочее время в соответствии с Нормами технологического проектирования, ч.

При существенном отклонении фактического времени работы нефтепровода $T_{ф.г}$ от планового, устанавливаемого нормами (при $T_{ф.г} < 0{,}9\ Тг$), допускается, исходя из средних значений времени работы за ряд лет и с учетом прогнозируемых объемов перекачки нефти, в формуле (9) вместо $T_г$ использовать расчетное время работы нефтепровода на планируемый период.

Эксплуатационный коэффициент $K_э$ учитывает отклонение планируемых условий эксплуатации от принятых при расчете нормативных коэффициентов $\eta_{агр.н}$ и $\eta_{тр.н}$, включая также экономию электроэнергии от проведения организационно-технических мероприятий. Эксплуатационный коэффициент зависит от фактического уровня эксплуатации насосно-силового оборудования и линейной части нефтепровода, от степени загрузки и равномерности работы нефтепроводов.

Эксплуатационный коэффициент определяется расчетно-аналитическим и расчетно-статистическим методами на основе данных о фактических значениях коэффициента полезного действия нефтепровода за ряд лет. Фактическое значение эксплуатационного коэффициента за отчетный период рассчитывается по формуле:

$$K_{эфакт} = \frac{\eta_{агр.н} \cdot \eta_{тр.н}}{\eta_{факт}} \qquad (10)$$

где $\eta_{агр.н}$, $\eta_{тр.н}$ – нормативные коэффициенты по данному нефтепроводу;

$\eta_{факт}$ – фактический коэффициент полезного действия нефтепровода.

Коэффициент полезного действия нефтепровода есть отношение полезной энергии на трение, необходимой для равномерной транспортировки заданного объема нефти по чистому нефтепроводу, к фактически израсходованной энергии на трение при перекачке того же объема нефти за плановый период.

Величина Д рассчитывается по формуле:

$$Д = \frac{0{,}467\ \beta\ \nu^{1/4}}{\gamma^{3/4}\ d_{пр}^{5/4}} \cdot \frac{L_р}{L}, \quad \frac{квт \cdot м^{14/4} \cdot ч^{3/4}}{тыс\ тки \cdot т^{3/4}} \qquad (11)$$

где β – коэффициент, учитывающий потери напора вследствие разности геодезических отметок конца и начала нефтепровода, наличия перевальной точки по трассе нефтепровода или попутного приема (сдачи) нефти;

$L_р, L$ – расчетная и полная длина нефтепровода, м;

ν – кинематическая вязкость нефти, $см^2/с$.

Величина коэффициента ξ определяется из выражения

$$\xi = 1 + \frac{(h_{пер.} \pm k h_{пр} + \Delta Z)\eta_{тр.}}{h_{теор.}} \qquad (12)$$

где $h_{теор.}$ – теоретические потери напора при плановой производительности, определяемые по формуле (5), м;

$\eta_{тр}$ – нормативный коэффициент использования трубопровода;

ΔZ – геодезическая разность отметок высот конца и начала нефтепровода, м;

$h_{пер.}$ – потери напора, обусловленные наличием перевальной точки между нефтеперекачивающими станциями, м;

$h_{пр}$ – напор в трубопроводе в точке попутного приема (сдачи) нефти, м;

$k = \frac{\Delta Q}{Q}$ – отношение количества принимаемой (сдаваемой) нефти к количеству перекачиваемой нефти по нефтепроводу.

При попутной сдаче нефти слагаемое $k h_{пр}$ формулы (12) учитывается со знаком "плюс", при попутном приеме нефти – вычитывается.

Отношение $L_р / L$ учитывает специфику расчета норм расхода электроэнергии для нефтепровода с перевальными точками. Если перевальная точка находится на последнем перегоне нефтепровода, то расчетная длина нефтепровода $L_р$ равна расстоянию от начала нефтепровода до перевальной точки. Соответственно и разность отметок высот определяется как разность между отметками высоты перевала и начала нефтепровода.

Если перевальная точка находится между перекачивающими станциями нефтепровода, то расчетная длина нефтепровода $L_р$ равна расстоянию от начала до конца нефтепровода за вычетом длины участков, на которых имеет место безнапорное движение жидкости.

Потери напора, обусловленные наличием перевальной точки между нефтеперекачивающими станциями, $h_{пер.}$ определяются при плановой производительности по графику гидравлических уклонов.

При наличии попутного приема (сдачи) нефти, а также при разветвлении параллельных ниток производительность нефтепровода изменяется по длине.

Такие нефтепроводы подразделяются на участки. Участком называется отрезок нефтепровода с неизменной производительностью.

Индивидуальные нормы для нефтепроводов, состоящих из нескольких участков, рассчитываются по формуле:

$$H' = \frac{k_э}{\sum_{i=1}^{m} A_i \cdot \eta_{дв} \cdot \eta_{тр}} \cdot \sum_{i=1}^{m} D_i U_i^{3/4} \cdot A_i, \ \frac{квтч}{тыс.ткм} \qquad (I3)$$

где m – количество участков нефтепровода

Групповые нормы расхода электроэнергии на транспорт нефти разрабатываются на каждом уровне планирования, исходя из планируемых индивидуальных норм нефтепровода и планируемых грузооборотов.

Определение групповых норм расхода электроэнергии предусматривает:

- расчет индивидуальных норм нефтепровода H' ;
- расчет групповой нормы H по управлению;

$$H = \frac{\sum_{i=1}^{\ell} H_i' A_i}{\sum_{i=1}^{\ell} A_i}, \ \frac{квтч}{тыс.ткм} \qquad (I4)$$

где H_i' – индивидуальная норма i-го нефтепровода;
A_i – грузооборот i-го нефтепровода, ткм;
ℓ – число нефтепроводов на данном уровне планирования.

По групповой норме расхода электроэнергии H и планируемому грузообороту на каждом уровне планирования определяется расход энергии на планируемый период:

$$E = HA, \ квтч. \qquad (I5)$$

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ГРУППОВЫХ НОРМ (УСЛОВИЙ)

Определить групповую норму расхода электроэнергии на транспорт нефти и расход электроэнергии на планируемый год для Управления магистральными нефтепроводами, используя нормативные коэффициенты и плановые данные по работе нефтепроводов. Исходные данные и расчет приведены в формах №№ I,2,3.

ПОРЯДОК РАСЧЕТА:

I. Определяем по нефтепроводам нормативный коэффициент полезного действия насосных агрегатов по уравнению (2) (форма № I):

нефтепровод № I $$\eta_{агр.} = \frac{1}{0,380/0,838 + 0,620/0,840} = 0,839$$

нефтепровод № 2 $$\eta_{агр} = \frac{1}{0,589/0,806 + 0,441/0,792} = 0,800$$

2. Определяем весовую скорость уравнению (8), (форма № 2):

нефтепровод № I $$U = \frac{1,273 \cdot 10^8}{1,425^2 \cdot 8400} = 7466 \ т/м^2 \cdot ч$$

нефтепровод № 2 $$U = \frac{1,273 \cdot 4,8 \cdot 10^7}{0,974^2 \cdot 8400} = 7668 \ т/м^2 \cdot ч$$

3. Определяем величину Д по уравнению (II), (форма № 2):

нефтепровода № I $D = \frac{0{,}467 \cdot 1{,}03 \cdot 0{,}15^{1/4}}{856^{3/4} \cdot 1{,}425^{5/4}} = 0{,}142 \cdot 10^{-5}, \frac{квтч \cdot м^{1/4} \cdot ч^{3/4}}{тыс.ткм \cdot т^{3/4}}$

нефтепровод № 2 $D = \frac{0{,}467 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}20^{1/4}}{861^{3/4} \cdot 0{,}974^{5/4}} = 0{,}235 \cdot 10^{-5}, \frac{квтч \cdot м^{1/4} \cdot ч^{3/4}}{тыс.ткм \cdot т^{3/4}}$

4. Определяем индивидуальные нормы расхода электроэнергии по уравнению (7) (форма № 2):

нефтепровод № I $H' = \frac{1{,}15 \cdot 0{,}142 \cdot 10^{-5} \cdot 7466^{3/4}}{0{,}839 \cdot 0{,}951} = 12{,}26 \frac{квтч}{тыс.ткм}$

нефтепровод № 2 $H' = \frac{1{,}25 \cdot 0{,}235 \cdot 10^{-5} \cdot 7668^{3/4}}{0{,}800 \cdot 0{,}920} = 25{,}10 \frac{квтч}{тыс.ткм}$

5. По уравнению (I4), исходя из индивидуальных норм и планируемых грузооборотов по каждому нефтепроводу, определяем групповую норму расхода электроэнергии на транспорт нефти по Управлению на планируемый год (форма № 3):

$$H = \frac{(12{,}26 \cdot 5{,}4 + 25{,}1 \cdot 1{,}39) \cdot 10^{10}}{(5{,}4 + 1{,}39) \cdot 10^{10}} = 14{,}89 \frac{квтч}{тыс.ткм}$$

6. По уравнению (I5) определяем нормируемый расход электроэнергии на транспорт нефти по Управлению магистральными нефтепроводами:

$$E = 14{,}89\,(5{,}4 + 1{,}39)\,10^{10} = 1010{,}9 \text{ млн.квтч}$$

Форма № I *

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПО НЕФТЕПРОВОДАМ УПРАВЛЕНИЯ .....
На I9.....г. (пример условный)

НЕФТЕПРОВОД	Тип насоса	P_I/P_2	$\eta_{агр.1}/\eta_{агр.2}$	$\eta_{агр.}$
№ I	НМ-7000О-2I0	0,380	0,838	0,839
	НМI0000-2I0	0,620	0,840	
	24НД-I4хI	0,589	0,806	0,800
	I6НД-I0хI	0,4II	0,792	

* Форма заполняется для отчетного, текущего и планируемого года.

Форма № 2 *

РАСЧЕТ

индивидуальных норм расхода электроэнергии по нефтепроводам Управления .....
на I9 ..... год (пример условный)

Нефтепровод	Справочные данные: Объемный вес нефти, кг/м³	Кинемат. вязкость, см²/с	Привед. диаметр, м	$\frac{L_p}{L}$	$\frac{z}{\gamma}$	Д, $\frac{\text{КВТ.Ч.}\cdot M^{1/4}\cdot ч^{3/4}}{\text{тыс.ткм}\cdot т^{1/4}}$	Время работы, ч	Перекачка, т	Грузооборот, т.км	Весовая скорость, $т/м^2\cdot ч$	Нормативные коэфф.: полезного действия насосных агрегатов	использов. трубопровод.	эксплуатац. коэффициент	Индивидуальная норма, $\frac{\text{КВТ.Ч}}{\text{тыс.ткм}}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
I	852	0,I5	I,425	I	I,03	$0,I4\cdot I0^{-5}$	8400	$I0^8$	-	7466	0,839	0,950	I,I5	I2,26
2	86I	0,20	0,974	I	I,00	$0,235\cdot I0^{-5}$	8400	$4,8\cdot I0^7$	-	7668	0,800	0,920	I,25	25,I

* Форма заполняется для отчетного, текущего и планируемого года.

Форма № 3 *

РАСЧЕТ ГРУППОВОЙ НОРМЫ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ ПО УПРАВЛЕНИЮ .....
НЕФТЕПРОВОДОВ НА 19 ____ г. (ПРИМЕР УСЛОВНЫЙ)

НЕФТЕПРОВОД	Индивидуальная норма, квт.ч/тыс.ткм	Перекачка, тн	Длина нефтепровода или участка нефтепровод., км	Планируемый грузооборот, ткм	Групповая норма, квт.ч/тыс.ткм
	2	3	4	5	6
№ I	I2,26	$I0^8$	540	$5,4 \cdot I0^{I0}$	I4,89
№ 2	25,I	$4,8 \cdot I0^7$	290	$I,39 \cdot I0^{I0}$	

Итого: групповая норма расхода электроэнергии на транспорт нефти

$$H = \frac{(12,26 \cdot 5,4 + 25,I \cdot I,39) \cdot I0^{I0}}{(5,4 + I,39) \cdot I0^{I0}} = I4,89 \text{ квт.ч/тыс.ткм}$$

* Форма заполняется для отчетного, текущего и планируемого года.

6. СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

I. Вывод формул (2) и (6).

В работах, посвященных проблеме оптимизации энергозатрат параллельных нефтепроводов, показано, что минимальные энергозатраты при перекачке заданного объема нефти обеспечиваются при равенстве потерь напора по параллельным ниткам:

$$h = \frac{c\,Q_i^{1,75}}{d_i^{4,75}} = idem, \qquad (I6)$$

где c – коэффициент, зависящий от длины трубопровода и физических свойств жидкости. Величину этого коэффициента принимаем одинаковой для всех параллельных ниток,

Q_i – производительность i -ой нитки;

d_i – внутренний диаметр i -ой нитки.

Потери напора для нефтепровода в целом представим в виде:

$$h = \frac{c\,Q^{1,75}}{d_{пр}^{4,75}} \qquad (I7)$$

где $Q = \Sigma Q_i$ – суммарная производительность нефтепровода;

$d_{пр}^{2,714} = \sum d_i^{2,714}$ – приведенный диаметр нефтепровода в степени 2,7I4.

Из формул (I6) и (I7) получаем:

$$Q_i = \frac{d_i^{2,714}}{\Sigma d_i^{2,714}} \cdot Q = \rho_i Q \qquad (I8)$$

где ρ_i – коэффициент, характеризующий распределение производительностей по параллельным ниткам.

Вывод формулы (2) для расчета средневзвешенного коэффициента полезного действия насосного агрегата.

Средневзвешенный КПД насосных агрегатов определяется по формуле:

$$\eta_{агр.} = \frac{\Sigma W_i \eta_{агр.}}{\Sigma W_i} \qquad (I9)$$

где $\eta_{агр\,i}$ – КПД насосных агрегатов i-ой нитки;
W_i – энергозатраты i-ой нитки нефтепровода.

Величину W_i представим в виде:

$$W_i = \rho_i \frac{Q h \gamma}{\eta_{агр.i}} \qquad (20)$$

Подставив (20) в (I9) и учитывая, что $\Sigma \rho_i = I$, получаем из (I9):

$$\eta_{агр.} = \left(\Sigma \rho_i / \eta_{агр.i}\right)^{-1} \qquad (2I)$$

Вывод формулы (6) для расчета средневзвешенного коэффициента использования трубопровода.

Средневзвешенный коэффициент использования трубопровода определяется по формуле:

$$\eta_{тр.} = \frac{\Sigma \eta_{тр.i} \cdot W_{т.i}}{\Sigma W_{т.i}}, \qquad (22)$$

где $\eta_{тр.i}$ – коэффициент использования трубопровода для i-ой нитки;
$W_{т.i}$ – теоретический (полезный) расход энергии по i-ой нитке.

Теоретический расход энергии по i-ой нитке представим в виде:

$$W_{т.i} = \rho_i Q h \gamma \qquad (23)$$

Представив (23) в (22), получаем:

$$\eta_{тр} = \sum \rho_i \, \eta_{тр.i} \qquad (24)$$

2. Вывод формулы (7) для расчета индивидуальной нормы расхода электроэнергии по нефтепроводу.

Индивидуальная норма расхода электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$H' = \frac{h_п \cdot 10^3}{0{,}3672 \cdot L \cdot \eta}, \quad \frac{кВтч}{тыс.\ ткм} \qquad (25)$$

где $h_п$ – полная потеря напора, м;

L – полная длина нефтепровода, м;

η – коэффициент полезного действия нефтепровода.

Величина коэффициента полезного действия нефтепровода в соответствии с формулой (10) определяется из соотношения:

$$\eta = \frac{\eta_{агр.} \cdot \eta_{тр}}{k_э} \qquad (26)$$

Полная потеря напора определяется по формуле:

$$h_п = h_{теор.} \cdot \zeta, \quad м \qquad (27)$$

где ζ – коэффициент, учитывающий потери напора вследствие разности отметок высот, наличия перевальных точек или попутного приема (сдачи) нефти по трассе нефтепровода.

Коэффициент ζ рассчитывается по формуле (12).

Теоретические потери напора на трение определяются по формуле:

$$h_{теор.} = \lambda \frac{L_р}{d_{тр.}} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad м \qquad (28)$$

где $\lambda = 0{,}3165\,Re^{-1/4}$ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L_p – расчетная длина нефтепровода, м;

V – скорость потока, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/сек^2;

$d_{пр.}$ – приведенный диаметр нефтепровода, м;

$$Re = \frac{V \cdot d_{пр.}}{\nu} \qquad (29)$$

где ν – кинематическая вязкость, м^2/с.

Подставив значения λ и Re в формулу (28), получаем:

$$h_{теор.} = \frac{0{,}3165}{2 \cdot 9{,}81} \cdot \frac{L_p \cdot \nu^{1/4}}{d_{пр.}^{5/4}} \cdot V^{7/4}, \quad м \qquad (30)$$

Вместо скорости потока введем весовую скорость потока U, используя соотношение:

$$V = \frac{U}{3{,}6\,\gamma}, \quad м/с \qquad (31)$$

где γ – объемный вес нефти, кг/м^3.

Весовая скорость потока определяется по формуле (8).

Возвращаясь к формуле (27), с учетом (30) и (31) получаем:

$$h_п = \frac{0{,}3165 \cdot 10^{-1}}{2 \cdot 9{,}81 \cdot 3{,}6^{7/4}} \cdot \frac{L_p \cdot \nu^{1/4}}{\gamma^{7/4} \cdot d_{пр.}^{5/4}} \cdot U^{7/4}, \quad м \qquad (32)$$

где коэффициент 10^{-1} учитывает изменение размерности кинематической вязкости на см^2/с.

Подставив в формулу (25) значения коэффициента полезного действия нефтепровода – формула (26) – и полных потерь напора – формула (32), после преобразований получаем:

$$H' = \frac{k_э \, D}{\eta_{АГР.} \, \eta_{тр.}} U^{7/4}, \quad \frac{квтч}{тыс.ткм} \qquad (33)$$

где $D = \frac{0{,}467\,g \cdot \nu^{1/4}}{\gamma^{7/4} \cdot d_{пр}^{5/4}} \cdot \frac{L_p}{L}$, $\quad \frac{квтч}{тыс.ткм} \cdot \frac{м^{14/4} \cdot ч^{7/4}}{т^{7/4}}$

ПРИЛОЖЕНИЕ № I

ФОРМЫ РАСЧЕТА ГРУППОВЫХ НОРМ

Форма № I *

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ
НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПО НЕФТЕПРОВОДАМ
..... НА I9 ..... год

Нефтепровод	Тип насоса	P_1 / P_2	η агр.I / η агр.2	η агр.
№ I				
№ 2				

* Форма заполняется для отчетного, текущего и планируемого периода

Форма № 2 ж

Р А С Ч Е Т

ИНДИВИДУАЛЬНЫХ НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО НЕФТЕПРОВОДАМ УПРАВЛЕНИЯ

..... на 19 ..... год

Нефтепровод	Справочные данные: Объемный вес нефти ($кг/м^3$)	Справочные данные: Кинематическая вязкость ($см^2/сек$)	Справочные данные: Приведенный диаметр (м)	Справочные данные: $\frac{L}{l}$	Справочные данные: $\frac{z}{l}$	$Д_I$ $\frac{квтч \cdot м^{1/4} \cdot ч^{1/4}}{тыс.ткм \cdot т^{1/4}}$	Время работы (час)	Перекачка (т)	Грузооборот (ткм)	Весовая скорость ($т/м^2 \cdot ч$)	Нормативные коэф: Полезного действия насосных агрегатов	Нормативные коэф: Использования трубопроводов	Эксплуатационный коэффициент	Индивидуальная норма $\frac{кВтч}{тыс.ткм}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

N1

N2

ж Форма заполняется для отчетного, текущего и планируемого периода

Форма № 3 *

РАСЧЕТ ГРУППОВОЙ НОРМЫ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ
ПО УПРАВЛЕНИЮ .....НА 19.....ГОД

Нефтепровод	Индивидуальная норма (кВтч/тыс.ткм)	Перекачка (т)	Длина нефтепровода или участка нефтепровода (км)	Планируемый грузооборот (ткм)	Групповая норма (кВтч/тыс.ткм)
1	2	3	4	5	6
№ 1					
№ 2					

* Форма заполняется для текущего, отчетного и планируемого года

ПРИЛОЖЕНИЕ № II

ВРЕМЕННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ
НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

ВРЕМЕННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

ВРЕМЕННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ
НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Тип насоса	η агр.норм.
8 МБ-9х2	65,9
10Н-8х4	67,0
12Н-10х4	69,1
14Н-12х2	69,1
8НД-10х5	65,9
10НД-10х2	78,4
12НД-11х2	79,3
16НД-10х1	79,2
20НД-12х1	80,1
24НД-14х1	80,6
32НД-20х1	80,6
№ 6-300/460/100	78,8
№ 6-300/450/100	80,7
24 DVS - D	81,5
НМ125-550	61,4
НМ180-500	64,2
НМ250-475	66,0
НМ360-460	73,7
НМ500-300	74,7
НМ710-280	76,5
НМ1250-260	74,1
НМ1800-240	77,3
НМ2500-230	80,5
НМ3600-230	81,7
НМ5000-210	82,7
НМ7000-210	83,8
НМ10000-210	84,0
НМ12500-210	82,2

ВРЕМЕННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

№№ п/п	У М Н	Наименование нефтепровода	η тр.н.
1	2	3	4
I.	Дружба	Куйбышев–Никольское	0,95
		Высокое–Михалки	0,92
		Полоцк–Вентспилс–Мажейкяй	0,92
		Броды–Будковце	0,92
		Никольское–Высокое	0,95
		Михалки–Адамово	0,92
		Высокое–Полоцк	0,92
		Михалки–Броды	0,92
2.	Западной и Северо-Западной Сибири	Вагай–Омск	0,92
		Шаим–Конда	0,94
		Ю.Балык–Торгили	0,97
		Торгили–Юргамыш	0,97
		Ю.Балык–Вагай	0,92
		Каркатеевы–Конда	0,97
		Конда–Платина	0,97
		Тюмень–Юргамыш	0,94
		Н.Вартовск–Сургут	0,92
		Н.Вартовск–Ю.Балык	0,97
		Урьевские–IУ–Ю.Балык	0,90
		Конда–Тюмень	0,80
3.	Северо-западный МНП	Альметьевск–Куйбышев ∅ 800	0,92
		Альметьевск–Куйбышев ∅ 1000	0,92
		Платина–Пермь	0,97
		Пермь–Лазарево	0,92
		Романкино–Лопатино	0,94
		Альметьевск–Горький ∅ 1000	0,80
		Альметьевск–Горький ∅ 800	9,90
		Альметьевск–Куйбышев II ∅ 800	0,80
		Пермь–Альметьевск	0,80

1	2	3	4
4.	Урало-сибирскими МНП	Юргамыш-Уфа (ТОН-2)	0,92
		Черкассы-Нурлино (НКК)	0,97
		Юргамыш-Бавлы ф 500	0,90
		Омск-Юргамыш (ТОН-I,2)	0,85
		Салават-Орск	0,94
		Юргамыш-Уфа (УБКУА, НКК)	0,97
		Шкапово-Ишимбай	0,80
		Калтасы-Чекмагуш	0,92
		Языково-Салават	0,80
		Нурлино-Субханкулово	0,90
5.	Верхне-волжскими МНП	Горький-Ярославль	0,92
		Ярославль-Кириши	0,92
		Горький-Рязань II	0,94
		Лазарево-Горький	0,92
		Рязань-Москва	0,94
		Горький-Рязань I	0,85
		Горький-Коромыслово	0,92
		Коромыслово-Полоцк	0,92
		Ярославль-Москва	0,92
6.	Приволжскими МНП	Куйбышев-Тихорецк	0,92
		Куйбышев-Лисичанск	0,97
		Субханкулово-Куйбышев	0,97
		Бугуруслан-Сызрань	0,94
		Гурьев-Куйбышев	0,92
		Бавлы-Куйбышев	0,92
7.	Туркменскими МНП	Котур-Тепе-Красноводск	0,80
8.	Черноморскими МНП	Тихорецк-Новороссийск ф 800	0,92
		Тихорецк-Крымская ф 500	0,94
		Тихорецк-Туапсе	0,80

1	2	3	4
9.	Северо-кавказскими МНП	Лисичанск–Тихорецк	0,85
		Тихорецк–Вознесенка	0,80
I0.	Приднепровскими МНП	Кременчуг–Снигиревка	0,92
		Лисичанск–Кременчуг	0,92
		Никольское–Кременчуг	0,92
		Снигиревка–Одесса	0,92
II.	Транссибирскими МНП	Ачинск–Ангарск ∅ 700,I000	0,80
		А.Судженск–Ачинск ∅ 700, I000	0,80
		Омск–Павлодар	0,80
		А.Судженск–Омск	0,92
		Омск–Москаленки	0,80
I2.	Восточно-казахстанскими МНП	Павлодар–Чимкент	0,80
I3.	Северными МНП	Уса–Ухта	0,92
		Ухта–Ярославль	0,92
I4.	Центральной Сибири	Александровское–А.Судженск	0,90

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
I. ВВЕДЕНИЕ	2
2. Общие положения	3
3. Методические вопросы разработки нормативных коэффициентов	6
4. Методика расчета индивидуальных и групповых норм	9
5. Пример расчета групповых норм (условный)	I3
6. Справочные материалы	I8
Приложение № I. Формы расчета групповых норм	22
Приложение № П. Временные нормативные коэффициенты для плановых расчетов	26

Ф.П.Л.–2 Тираж 150

Типография ХОЗУ Минефтепрома Зак. 2336

gost.e-ecolog.ru