

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки кадров

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

Ю. Н. Колесник

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-70 05 75
«Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения

Гомель 2015

УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73
К60

*Рекомендовано кафедрой «Разработка нефтяных месторождений
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 10.04.2014 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук *А. В. Захаров*

Колесник, Ю. Н.

К60 Основы энергосбережения : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / Ю. Н. Колесник. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2015. – 67 с. Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-255-7.

Рассмотрены основные направления повышения энергоэффективности в системах трубопроводного транспорта, хранения и реализации нефтегазопродуктов, оптимизации расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, а также вопросы моделирования режимов потребления электроэнергии, экономической оценки энергосберегающих инвестиционных проектов, оценки эффективности функционирования энергетического хозяйства предприятий трубопроводного транспорта нефти. Для каждой темы курса предложены индивидуальные практические задания и даны методические рекомендации по их выполнению.

Для слушателей специальности 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заочной формы обучения.

**УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73**

ISBN 978-985-535-255-7

© Колесник Ю. Н., 2015
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2015

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов требует значительного количества топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Установленная мощность электродвигателей магистральных насосных агрегатов достигает весомых величин в зависимости от протяженности участков нефтепровода и количества нефтеперекачивающих станций. Так, по ОАО «Гомель-транснефть Дружба» установленная мощность электроприемников в границах «Гомельэнерго» составляет более 40 МВт, а «Брестэнерго» – около 30 МВт. Причем границы энергосистем не совпадают с границами технологических участков нефтепроводов.

Строительство участков нефтепровода «Дружба» началось в 60-х годах. В последние годы предприятия транспорта нефти занимают техническим перевооружением, направленным на улучшение технологических характеристик и надежности транспортировки нефти. Реконструкция и модернизация технологического оборудования одновременно являются эффективными с точки зрения энергосбережения. Поэтому актуальными являются задачи по оценке их энергетической эффективности.

Целью данного курса является повышение профессионального уровня будущих специалистов по трубопроводному транспорту, хранению и реализации нефтегазопродуктов в области энергосбережения. Задачей дисциплины является формирование у слушателей современных представлений по проблемам энергосбережения, изучение направлений и мероприятий повышения энергетической эффективности, знаний по решению проблем эффективного использования энергетических ресурсов на основе мирового опыта и государственной политики в области энергосбережения.

Программа практических занятий курса «Основы энергосбережения» состоит из 5 базовых тем. В практикуме особое внимание уделено задаче определения энергопотребления, оценки энергетической эффективности, направлениям энергосбережения в системах трубопроводного транспорта нефти, снижению расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию. Также рассмотрены вопросы экономической оценки энергосберегающих инвестиционных проектов.

1. ОСОБЕННОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ КАК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Система нефтепровода, входящая в структуру узкоспециализированных трубопроводных систем, может быть представлена следующими структурными комплексами, которые в свою очередь можно рассматривать как отдельные системы:

- линейные сооружения или собственно трубопроводы;
- нефтеперекачивающие станции (НПС), головные и промежуточные (транзитные станции), осуществляющие перемещение нефти по трубопроводу;
- подводящие трубопроводы с промыслов или нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), включающие пункты подготовки сырья к транспорту;
- конечные пункты, на которых принимают поступающую по трубопроводу нефть и распределяют ее между потребителями;
- автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУТП);
- системы энергоснабжения (электроснабжения, теплоснабжения, топливоснабжения).

Современные предприятия транспорта нефти также характеризуются развитой инфраструктурой. Часто они также включают нефтегазохранилища, автозаправочные комплексы, промышленные предприятия и объекты коммунально-бытового назначения.

Предприятия трубопроводного транспорта нефти, как правило, относятся к крупнейшим промышленным потребителям ТЭР.

Потребляемые ТЭР практически полностью относятся к технологическому процессу транспорта нефти (рисунок 1.1).

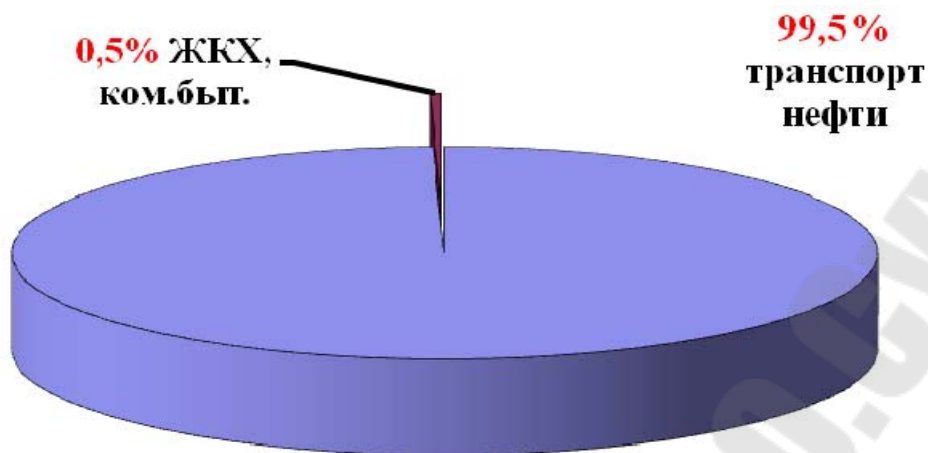


Рисунок 1.1 – Структура потребления ТЭР одного из предприятий транспорта нефти нефтепровода «Дружба»

Транспортировка нефти по участкам нефтепровода требует значительного количества электрической энергии (рисунок 1.2).

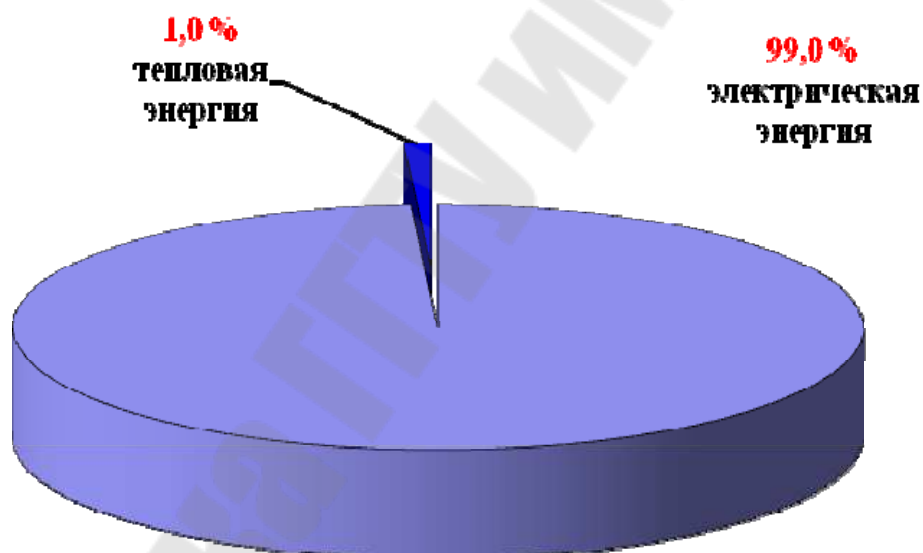


Рисунок 1.2 – Структура потребления ТЭР на транспорт нефти одного из предприятий транспорта нефти нефтепровода «Дружба»

Таким образом, предприятия транспорта нефти являются одними из самых электроемких промышленных потребителей. Доля электроэнергетической составляющей затрат в структуре себестоимости транспортировки нефти по участкам нефтепровода «Дружба» достигает 50-70 %.

Особенностью функционирования участков нефтепровода также является опережающий рост электропотребления по отношению к росту грузооборота нефти (рисунок 1.3).

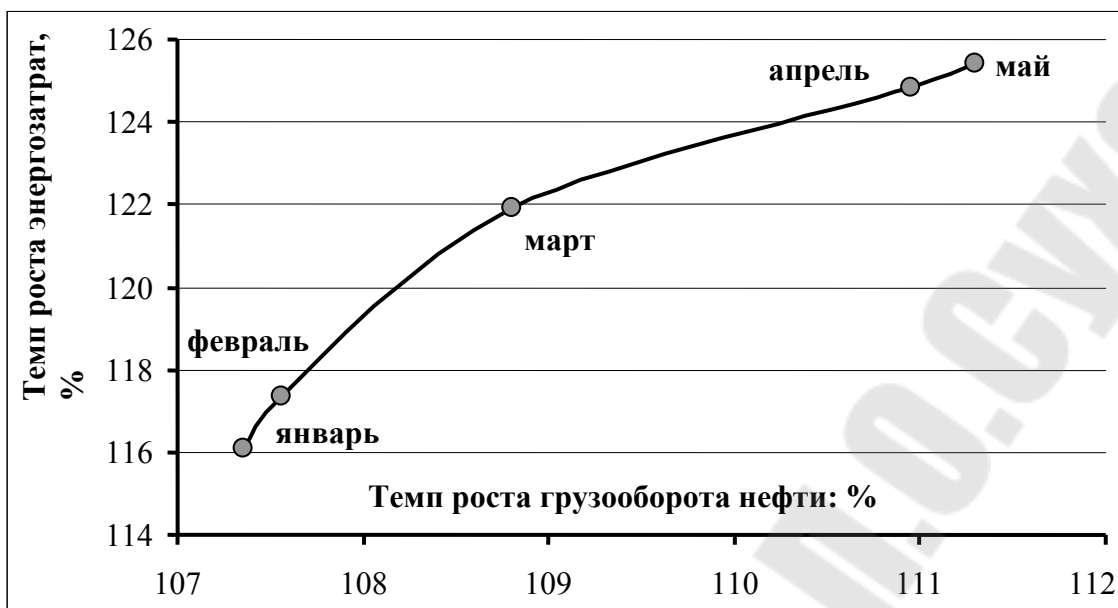


Рисунок 1.3 – Зависимость темпа роста энергозатрат от темпа роста грузооборота

Кроме того, для предприятий трубопроводного транспорта нефти расход электрической энергии зависит от большого количества факторов, которые могут быть представлены в виде двух групп:

- факторы, характеризующие свойства трубопровода и установленного на нем оборудования (длина и диаметры трубопроводов, географические особенности раскладки труб по трассе транспорта нефти, характеристики технологического оборудования);

- факторы, характеризующие физико-химические свойства и объемы перекачиваемой нефти, состав работающих насосных агрегатов, конфигурация и конструктивные параметры участков нефтепровода и т. д. – изменения этих факторов носят случайный характер.

В результате зависимость между расходами электроэнергии и объемами грузооборота нефти может не являться однозначной – одному и тому же грузообороту нефти может соответствовать широкий диапазон расхода электроэнергии (рисунок 1.4).

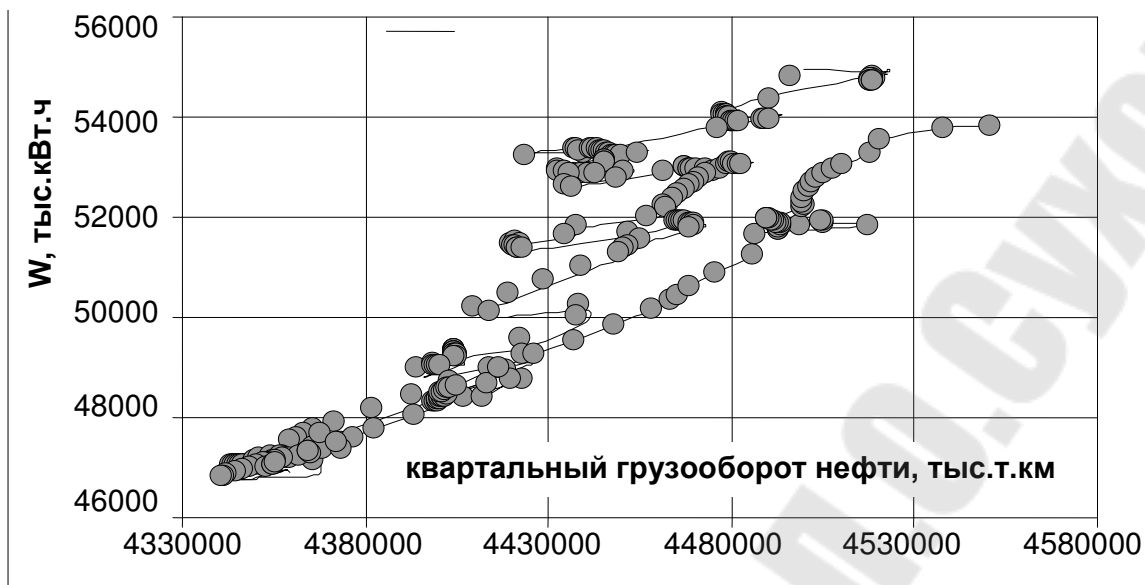


Рисунок 1.4 – Зависимость квартального электропотребления от грузооборота за год

Зависимость между удельным расходом электроэнергии и объемом грузооборота нефти является положительной и нелинейной (с ростом грузооборота нефти удельный расход электроэнергии быстро растет, рисунок 1.5). При этом одному и тому же квартальному грузообороту нефти так же соответствует широкий диапазон удельного расхода электроэнергии (рисунок 1.5).

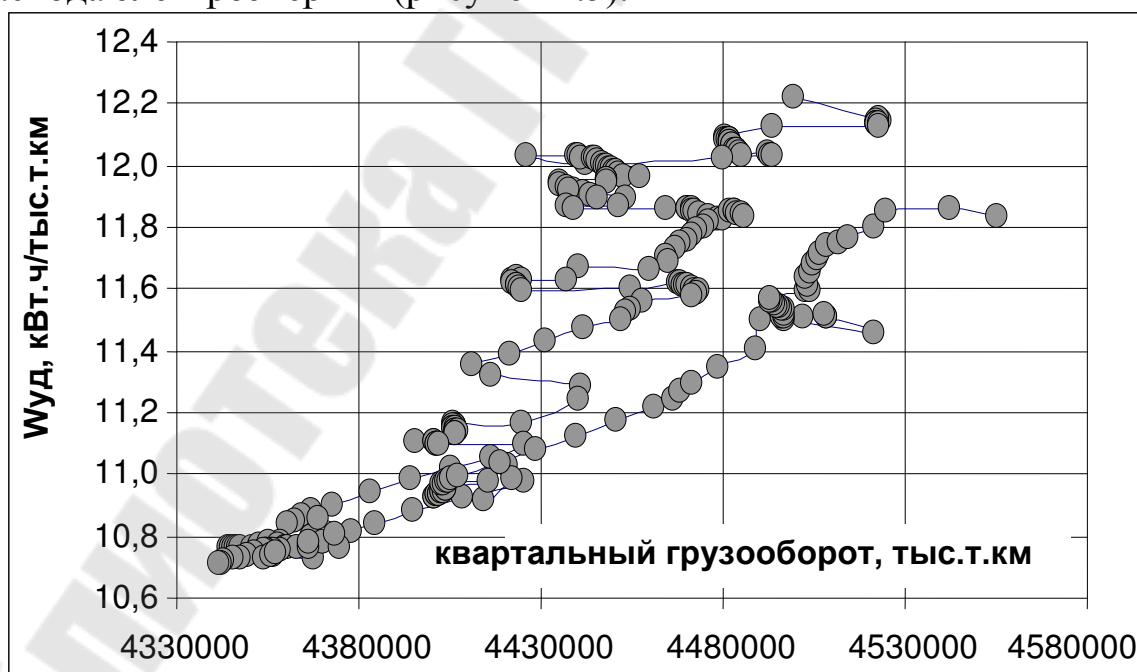


Рисунок 1.5 – Зависимость среднеквартального удельного электропотребления от грузооборота для участка нефтепровода «Дружба»

Именно положительной зависимостью между удельным расходом электроэнергии и грузооборотом нефти объясняется значительное увеличение электропотребления даже при небольшом росте объемов грузооборота нефти.

Зависимость между удельным расходом электроэнергии и грузооборотом нефти можно также обосновать, используя классические закономерности передвижения жидкости по трубопроводам (Дарси, Пуазейль, Стокс, Никурадзе, Вейсбах).

Для технико-экономических расчетов, сравнения показателей топливоиспользующих устройств и планирования расхода ТЭР необходима единая база. Поэтому введено понятие «условного топлива».

Условное топливо представляет собой единицу учета органического топлива. В качестве единицы условного топлива применяется 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 МДж/кг), что соответствует хорошему малозольному сухому углю. Соотношение между условным топливом и натуральным выражается формулой:

$$B_{\text{т}} = (Q_{\text{н}}^{\text{п}} / 7000) \cdot B_{\text{н}} = \mathcal{E} \cdot B_{\text{н}},$$

где $B_{\text{т}}$ – масса эквивалентного количества условного топлива, кг; $B_{\text{н}}$ – масса натурального топлива, кг (твердое и жидкое топливо), или м^3 газообразного; $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг, или ккал/ м^3 .

Соотношение $\mathcal{E} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} / 7000$ называется калорийным коэффициентом, и его принимают для:

- нефти – 1,43;
- природного газа – 1,15;
- торфа – 0,34-0,41 (в зависимости от влажности);
- торфобрикетов – 0,45-0,6 (в зависимости от влажности);
- дизтоплива – 1,45;
- мазута – 1,37 и т. д.

Расход топлива, тепловой и электрической энергии, необходимый для производства единицы продукции (работ, услуг), выражается в следующих единицах:

- топливо (котельно-печное топливо) – в тоннах условного топлива (т у.т.);
- тепловая энергия – в гигакалориях (Гкал);
- электрическая энергия – в тысячах киловатт·часов (тыс. кВт·ч);
- обобщенные энергозатраты – первичная энергия в тоннах условного топлива (т у.т.).

Натуральные виды топлива переводятся в условное топливо через средние тепловые эквиваленты. Для электрической энергии, выраженной в тыс. кВт·ч, тепловой эквивалент для перевода в т у.т. составляет 0,28, для тепловой энергии, выраженной в Гкал, равен 0,175.

Пример 1.1 Оценка обобщенных энергозатрат топливно-энергетических ресурсов предприятия транспорта нефти.

Дано: предприятие за год потребило тепловой энергии (на технологические нужды, отопление, горячее водоснабжение) – 4500 Гкал, электрической энергии – 350 000 тыс. кВт·ч.

Рассчитаем обобщенные энергетические затраты $ЗЭ_{\text{сум}}$ предприятия, которые складываются из затрат тепловой и электрической энергии:

$$\begin{aligned} ЗЭ_{\text{сум}} &= ЗЭ_{\text{те}} + ЗЭ_{\text{э}} = 4500 \times 0,175 + 350000 \times 0,28 = \\ &= 787,5 + 98000 = 98787,5 \text{ т у. т.} \end{aligned}$$

ЗАДАНИЕ 1. Согласно варианту (табл. 1.1), необходимо рассчитать для условного предприятия обобщенные энергозатраты. Получить у преподавателя формулу 4-нормы ТЭР реального предприятия, выполнить ее анализ.

Таблица 1.1 – Исходные данные для выполнения задания 1

Вариант задания	Потребляемые топливно-энергетические ресурсы условного предприятия		
	Топливо (технологическое)	Тепловая энергия, Гкал	Электрическая энергия, тыс.кВт·ч
1	Газ-22797 м ³	4200	176640
2	Мазут-1,2 т	6800	87000
3	Газ-35000 м ³	5600	120000
4	Газ-58000 м ³	3400	145860
5	-	7600	568000
6	Мазут-1 т	3200	123000
7	Газ-16227 м ³	5000	148000
8	-	1520	128000

2. РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Потребление электроэнергии нефтепровода зависит от следующих групп параметров:

- параметры, характеризующие свойства трубопровода и установленного на нем оборудования (длина трубопровода, географические особенности раскладки труб по трассе транспорта нефти, характеристики технологического оборудования);

- параметры, характеризующие физико-химические свойства и объемы перекачиваемой нефти, требования со стороны энергосистемы к параметрам электропотребления, состав работающих насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций, конфигурация и конструктивные параметры участков нефтепровода и т.д.

Режим работы нефтеперекачивающей системы определяется диспетчерским персоналом и подвержен изменениям. Именно изменение режима работы нефтеперекачивающей системы в наибольшей степени сказывается на динамике значений потребления электроэнергии.

Для определения потребления электроэнергии необходимо учитывать энергетику гидродинамических процессов движения нефти по трубопроводам. Одним из наиболее простых случаев движения вязкой несжимаемой жидкости является ламинарное движение. Такое движение осуществляется, если число Рейнольдса (Re) не превосходит некоторого критического значения. При превышении этого значения в трубе возникает турбулентный режим течения, характеризующийся более сложными траекториями частиц жидкости.

Энергия, расходуемая на преодоление потерь напора, обусловленных гидродинамическими процессами при течении нефти в трубопроводах, рассчитывается в следующей последовательности:

– определяются потери напора ΔH (м), состоящие из потерь напора Δh (м) на преодоление гидравлического сопротивления в трубопроводах рассматриваемого участка нефтепровода и разности геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода ΔZ (м) соответственно:

$$\Delta H = \Delta h + \Delta Z, \quad (2.1)$$

- потери напора на преодоление гидравлического сопротивления определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \cdot \frac{L \cdot V^2}{D \cdot 2 \cdot g}, \quad (2.2)$$

где g – ускорение свободного падения, m/s^2 ; L , D – длина и диаметр (по внутреннему обмеру) трубопровода рассматриваемого участка нефтепровода, м; V – средняя скорость течения нефти, м/с:

$$V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (2.3)$$

где Q – средний объем перекачиваемой нефти, $\text{м}^3/\text{с}$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления. Для ньютоновских нефтей определяется по классическим формулам в зависимости от параметра Рейнольдса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \text{ при } \text{Re} < 2320 \text{ (формула Стокса)}, \quad (2.4)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \text{ при } 2320 \leq \text{Re} < 100000 \text{ (формула Блазиуса)}, \quad (2.5)$$

$$\lambda = 0,003 + \frac{0,221}{\text{Re}^{0,237}}, \text{ при } \text{Re} \geq 100000 \text{ (формула Никурадзе)}, \quad (2.6)$$

$$\text{Re} = \frac{V \cdot D}{\nu}, \quad (2.7)$$

где ν – вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для расчета нефтепроводов, по которым перекачиваются неньютоновские нефти, формула Дарси-Вейсбаха принимает вид:

$$h = \lambda \cdot \frac{L \cdot V^2}{D \cdot 2 \cdot g} \cdot \nabla r, \quad (2.8)$$

$$\nabla r = \exp \left\{ \frac{u \cdot k}{8 \cdot \alpha_1} \cdot (t_n - t_0) + (t_k - t_0) \right\} \quad (2.9)$$

где t_0 – температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$; u – коэффициент крутизны вискограммы для определения кинематической вязкости нефти; α_1 – внутренний коэффициент теплопередачи (от нефти к внутренней поверхности трубы); k – полный коэффициент теплопередачи (от нефти в окружающую среду).

В случае неньютоновских вязкопластических жидкостей формула для расчета гидравлического сопротивления становится более сложной (ламинарное движение нефти):

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \cdot \theta(\Pi), \quad (2.10)$$

где Π – так называемый «параметр пластичности», определяющий эффект пластичности жидкости; τ_0 – характерное для данной вязкопластичной жидкости предельное напряжение; $\theta(\Pi)$ – некоторая функция, определяемая рассматриваемой вязкопластичной жидкостью.

Формула для определения потери напора парафинистой нефти при ее ламинарном течении вблизи температуры застывания имеет вид:

$$h = \frac{4 \cdot \nu \cdot L}{\gamma \cdot g \cdot \alpha^2 \cdot \beta} \cdot \left[\sqrt{V} + \frac{3}{4} \cdot \beta \cdot V \right], \quad (2.11)$$

где α и β – параметры, характеризующие зависимость вязкости нефти от температуры t ($^{\circ}\text{C}$):

$$\nu = \alpha + \frac{\beta}{t - \tau + \varepsilon}, \quad (2.12)$$

где τ – температура застывания нефти, °С.

Для унификации процедуры расчетов потерь напора Л.С. Лейбензоном была предложена следующая зависимость:

$$h = \beta \cdot \frac{V^{2-m} \cdot \nu^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (2.13)$$

где β и m – характеристики течения нефти (ламинарный, турбулентный: зона Блазиуса, зона смешанного трения, зона квадратичного трения).

При расчетах многониточных нефтепроводов сложной конфигурации в расчетах используют эквивалентный диаметр. Для параллельного соединения трубопроводов одной длины, но разных диаметров, эквивалентный диаметр трубопровода той же длины $D_{\text{э.пар.}}$ (м) рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{э.пар.}} = D_1 \cdot \left[1 + \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^{\frac{4,75}{1,75}} \right]^{\frac{1,75}{4,75}}, \quad (2.14)$$

где D_1 и D_2 – диаметры параллельных трубопроводов, м.

Для последовательного соединения трубопроводов разной длины и разных диаметров эквивалентный диаметр трубопровода суммарной длины $D_{\text{э.пос.}}$ (м) рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{э. пос.}} = \left(\frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{D_1^{4,75}} + \frac{L_2}{D_2^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}}, \quad (2.15)$$

где L_1, L_2 – длины соответствующих участков трубопроводов, м.

Все изложенные выше подходы позволяют определить коэффициент гидравлического сопротивления λ , а значит, и описать процесс течения жидкости в трубопроводах. При этом расчетные значения потерь гидравлической мощности ΔN (кВт), необходимые для преодоления потерь напора ΔH , и потребления участком нефтепровода электроэнергии W (кВт·ч), вычисляются по формулам:

$$\Delta N = \frac{Q \cdot \Delta H \cdot \gamma \cdot g}{1000}, \quad W = \frac{Q \cdot \Delta H \cdot \gamma \cdot g \cdot T}{1000 \cdot \eta}, \quad (2.16)$$

где η – КПД участка нефтепровода; T – время, за которое определяется электропотребление, ч.

Таким образом, с использованием формулы Дарси-Вейсбаха для определения потерь напора при турбулентном в зоне Блазиуса характере движения нефти удельный расход электроэнергии можно выразить аналитически:

$$W_{\text{год}} = \frac{P^{1,75} \cdot \nu^{0,25}}{11,55 \cdot 10^5 \cdot (\rho \cdot L)^{1,75} \cdot D^{4,75} \cdot \eta} + \frac{\Delta Z}{367,2 \cdot L \cdot \eta}, \quad (2.17)$$

где P – грузооборот нефти, т·км; ν – вязкость нефти, сСт; D – эквивалентный диаметр трубопроводов, м; ΔZ – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м; L – протяженность участка нефтепровода, км; ρ – плотность нефти, кг/м³; η – КПД участка нефтепровода, о.е.

Пример 2.1. Определение потребляемой из электрической сети мощности насосного агрегата НМП 3600/78 нефтеперекачивающей станции и электроэнергии для перекачки 450 000 т нефти.

Исходные данные и расчеты представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Расчет потребляемой из сети мощности насосным агрегатом НМП 3600/78 НПС (при средней вязкости 18 сСт)

Выражение	Расчет	Результат	Ед.изм.
Q	-	800	м ³ / ч
q	$Q / 3600$	0,22	м ³ / с
L	-	13649	м
ν	-	18	сСт
γ	-	860	кг/м ³
D	-	0,405	м
$V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}$	$\frac{4 \cdot 0,22}{3,14 \cdot 0,405^2}$	1,73	м/с
$Re = \frac{V \cdot D}{\nu}$	$\frac{1,73 \cdot 0,405}{18 \cdot 10^{-6}}$	38832	-
$\Delta H = 1,1 \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} + \Delta Z,$	$1,1 \cdot \left[\frac{0,3164}{38832^{0,25}} \cdot \frac{13649}{0,405} \cdot \frac{1,73^2}{2 \cdot 9,807} \right] + (173 - 158)$	141	м
$P_{\text{эд}} = \frac{q \cdot \Delta H \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{н}}}$	$\frac{0,22 \cdot 141 \cdot 860}{102 \cdot 0,6 \cdot 0,6}$	738,7	кВт
$W = P_{\text{эд}} \cdot T^*$	$738,7 \cdot 654$	482970	кВт·ч

*Примечание: время T определено из расчета производительности P , равной 450 000 т (523 256 м³).

Пример 2.2. Для расчетов режимов потребления электроэнергии для предприятий транспорта нефти разработан программный комплекс «Модель-Электро».

Программный комплекс «Модель-Электро» предназначен для моделирования режимов работы электрооборудования участков нефтепровода в условиях изменения объемов и условий перекачки, для технологически завершенных и не завершенных участков нефтепровода. Она обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод и корректировка исходных данных об участках магистрального нефтепровода и данных о перекачке и физико-химических свойствах нефти и потреблении электроэнергии за различные периоды времени;
- построение зависимости удельного расхода электрической энергии от грузооборота по прямому и косвенному методам расчета для любого выбранного участка нефтепровода за любой промежуток времени и период усреднения;
- расчет структуры потребляемой электроэнергии для различных конфигураций участка нефтепровода;
- отслеживание динамики электропотребления;
- моделирование, прогнозирование, оценка эффективности потребления электроэнергии на перекачку нефти по участкам нефтепровода с учетом динамики конфигурации нефтепровода, генерация отчета с результатами расчетов;
- генерация отчета с результатами прогнозирования удельных расходов электрической энергии на перекачку нефти;

Программа разработана в среде Microsoft Visual Basic и может использоваться в приложении EXCEL с операционной системой Windows 98 и выше.

Расчет удельных норм расхода электроэнергии на перекачку нефти выполняется на основе прогнозных данных о режимах перекачки (конфигурация нефтепровода, вязкость нефти). Для любого выбранного участка нефтепровода пользователь может задавать диапазоны грузооборота, для которых определяются удельные расходы электроэнергии (рисунок 2.1).

Нормирование электропотребления

2001

Мозырь-Брест Унеча-Мозырь Мозырь-Броды Мозырь-МНПЗ

Диапазон, тыс.т.км		Год	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	R
0	4300000	10,92	11,41	10,71	10,67	10,90	0,977
4300001	4400000	10,92-11,10	11,41-11,47	10,71-10,74	10,67-10,81	10,90-11,38	0,977-0,970
4400001	4500000	11,10-11,24	11,47-11,71	10,74-10,87	10,81-10,89	11,38-11,49	0,970-0,954
4500001	4600000	11,24-11,60	11,71-12,13	10,87-11,58	10,89-11,20	11,49-11,49	0,954-0,981
4600001	4700000	11,60-11,83	12,13-12,22	11,58-11,71	11,20-11,55	11,49-11,84	0,981-0,981
4700001	4800000	11,83-11,94	12,22-12,30	11,71-11,80	11,55-11,63	11,84-12,04	0,981-0,988

Вязкость средняя, сСт

20,65	16,7	14,35	18,09
-------	------	-------	-------

OK Расчет Отмена Отчет Параметры

Рисунок 2.1 – Диалоговое окно программы для расчета потребления электроэнергии

ЗАДАНИЕ 2. Взять у преподавателя данные по параметрам участка нефтепровода. Выполнить оценку степени влияния производительности (объемов перекачки нефти), конфигурации (эквивалентного диаметра) нефтепровода, вязкости и плотности нефти на потребление электроэнергии.

3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА

К числу основных технико-экономических показателей, характеризующих работу энергетического хозяйства, относятся:

- 1) себестоимость единицы энергоресурса;
- 2) доля затрат на энергию в себестоимости продукции;
- 3) расход энергии на единицу продукции;
- 4) размер вторичного использования энергоресурса;
- 5) энерговооруженность труда, представляющая собой количество энергии, приходящейся на одного рабочего в год;
- 6) коэффициенты спроса, использования, загрузки, включения, активной и реактивной мощности, которые характеризуют степень использования и качество эксплуатации электрооборудования.

Оценка эффективности энергопотребления и его прогнозирование необходимы для решения двух важнейших задач:

– разработка стратегии производства и торговли энергоносителями;
– разработка и реализации политики энергоэффективности и энергосбережения во всех отраслях экономики на долго- и краткосрочный периоды.

Рассмотрим основные макроэкономические показатели, характеризующие энергоэффективность экономики государства и позволяющие оценить тенденции, темпы ее изменения.

На основе данных по энерго- и электропотреблению, а также информации о численности населения и объемах валового внутреннего продукта (ВВП) определяются:

1. Энергопотребление на душу населения:

- а) по первичной энергии,
- б) по подведенной (к потребителю) энергии,
- в) по подведенной электроэнергии:

$$E = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{n}, \quad (3.1)$$

где \mathcal{E}_{Σ} - суммарное потребление соответствующего вида энергии за год;
 n – численность населения.

2. Энергоемкость экономики – отношение суммарного потребления энергии к объему валового внутреннего продукта:

- а) по первичной энергии,
- б) по подведенной энергии,
- в) по подведенной электроэнергии – электроемкость ВВП:

$$E = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{ВВП}. \quad (3.2)$$

Таблица 3.1 – Основные показатели,
характеризующие энергетическое хозяйство

Наименование и формула расчета показателя	Пояснение обозначений
<p>Прямые обобщенные энергозатраты: $A_{TЭР} = B + K_э Э + K_q Q$ т.у.т.</p>	<p>В – количество топлива, поступившего на предприятие извне, т.у.т. Э и Q – количество электро- и теплоэнергии, полученные предприятием от энергосистемы, МВт.ч $K_э$ и K_q – топливные эквиваленты – количество условного топлива для производства и передачи к месту потребления единицы электрической и тепловой энергии, т.у.т./МВт.ч и т.у.т./Гкал</p>
<p>Энергоемкость продукции (работы): $A_{П} = A_{TЭР} / П$, т.у.т./е.и.п.</p>	<p>П – объем продукции, произведенной за анализируемый период в единицах измерения продукции (е. и. п.)</p>
<p>Электроемкость продукции (работы): $Э_{П} = Э / П$, тыс. кВт.ч/е.и.п.</p>	<p>Э – количество потребленной электроэнергии за анализируемый период, тыс. кВт.ч</p>
<p>Теплоемкость продукции: $Q_{П} = Q / П$, Гкал/е.и.п.</p>	<p>Q – количество потребленной тепловой энергии за анализируемый период, Гкал</p>
<p>Энерговооруженность труда: $A_{м} = A_{TЭР} / M$, т.у.т./чел.</p>	<p>M – среднесписочная численность промышленно-производственного персонала</p>
<p>Энерговооруженность труда: $Э_{M} = Э / M$, тыс. кВт.ч/чел.</p>	<p>Э, M – те же обозначения, что и выше</p>
<p>Энерговооруженность труда по мощности: $Э_{р} = P_{н} / M$, тыс. кВт.ч/чел.</p>	<p>$P_{н}$ – установленная мощность всех токоприемников на предприятии, тыс. кВт</p>

Окончание таблицы 3.1

Наименование и формула расчета показателя	Пояснение обозначений
Коэффициент электрификации: $\mathcal{E}_\Delta = \mathcal{E} / A_{\text{ТЭР}}$, тыс. кВт ч/т.т.	\mathcal{E} , $A_{\text{ТЭР}}$ – те же обозначения, что и выше
Теплоэлектрический коэффициент: $Q_\Delta = Q / \mathcal{E}$, Гкал/тыс. кВт ч/т.т.	Q , \mathcal{E} – те же обозначения, что и выше
Электротопливный коэффициент: $\mathcal{E}_B = \mathcal{E} / B$, тыс. кВт ч/т.т.	\mathcal{E} , B – те же обозначения, что и выше

Наряду с основными технико-экономическими показателями, характеризующими работу энергетического хозяйства, важное значение имеют показатели оценки эффективности использования энергоресурсов.

Законом Республики Беларусь «Об энергосбережении» определены показатели энергоэффективности: *показатель энергоэффективности* – научно обоснованная абсолютная или удельная величина потребления топливно-энергетических ресурсов (с учетом их нормативных потерь) на производство единицы продукции (работ, услуг) любого назначения, установленная нормативными документами.

3. Норма расхода ТЭР – мера потребления топливно-энергетических ресурсов на производство единицы продукции. Она представляет собой плановый расход этих ресурсов на единицу продукции (работы) установленного качества в планируемых условиях производства.

Например, удельный расход электроэнергии определяется по выражению:

$$C_{\text{уд}} = \frac{W}{\Pi}, \quad \text{кВт} \cdot \text{ч/ед. прод.} \quad (3.3)$$

В соответствии с действующим законодательством удельный и общий расходы электроэнергии необходимо нормировать и ежеквартально отчитываться по результатам выполнения норм.

4. Целевой показатель энергосбережения

Для сравнительной оценки эффективности использования ТЭР используется целевой показатель энергосбережения. Расчет целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти осуществляется по выражению:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{OЭЗ^o}{OЭЗ_{с.у.}^b} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (3.4)$$

где $OЭЗ^o$ – обобщенные энергозатраты за отчетный период, тут;
 $OЭЗ_{с.у.}^b$ – приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в предыдущем (базисном) периоде:

При определении $OЭЗ_{с.у.}^b$ предлагается исходить из следующих выражений:

$$OЭЗ_{с.у.}^b = OЭЗ^b + 0,01 \cdot OЭЗ_{mp}^b \cdot (k \cdot 100 - 100), \text{ т у. т}, \quad (3.5)$$

где k – коэффициент, учитывающий изменение технологических факторов, определяется как:

$$k = T_{г.о.}^{2,75} \cdot T_v^{0,25} \cdot T_D^{-4,75} = \left(\frac{P_o}{P_b} \right)^{2,75} \cdot \left(\frac{v_o}{v_b} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{D_o^{ЭКВ}}{D_b^{ЭКВ}} \right)^{-4,75}, \quad (3.6)$$

где $T_{г.о.}$, T_v , T_D – темпы роста грузооборота и вязкости нефти, эквивалентного диаметра трубопроводов соответственно, о.е.; v_o , v_b – средневзвешенная вязкость нефти в отчетном и в базисном периоде соответственно, сСт; $D_o^{ЭКВ}$, $D_b^{ЭКВ}$ – эквивалентный диаметр трубопроводов в отчетном и в базисном периоде соответственно, мм.

Таким образом, выражение (3.6) характеризует связь электропотребления с влияющими факторами. Электропотребление W связано с грузооборотом P через показатель степени 2,75; с эквивалентным диаметром трубопроводов через показатель степени 4,75; с вязкостью нефти через показатель степени 0,25.

Установлена государственная статистическая отчетность о выполнении целевого показателя по энергосбережению – форма №12-ТЭК (отчет о расходе топливно-энергетических ресурсов).

Пример 3.1. Определим показатель энергосбережения за квартал для одного из предприятий транспорта нефти.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные
для расчета показателя энергосбережения

Показатель	Ед. изм.	Значение
Обобщенные энергозатраты за отчетный период (I квартал текущего года), $OЭЗ^o$	т у.т.	32871
Обобщенные энергозатраты за базисный период (I квартал предыдущего года), $OЭЗ^б$	т у.т.	26964
Обобщенные энергозатраты в базисном периоде на транспорт нефти (I квартал предыдущего года), $OЭЗ_{тр}^б$	т у.т.	26964
Грузооборот нефти в отчетном периоде (I квартал текущего года), P_o	тыс. т·км	8289611
Грузооборот нефти в базисном периоде (I квартал предыдущего года), $P_б$	тыс. т·км	7618898

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде, согласно (3.5, 3.6), составят:

$$OЭЗ_{с.у.}^б = 26964 + 0,01 \cdot 26964 \cdot (1,26 \cdot 100 - 100) = 33975 \text{ т у.т.}$$

Целевой показатель энергосбережения составит:

$$ЦП = \left(\frac{32871}{33975} - 1 \right) \cdot 100\% = -3,3\%$$

ЗАДАНИЕ 3. Получить у преподавателя форму №12-ТЭК, сделать анализ результатов использования ТЭР, рассчитать обобщенные энергозатраты, целевой показатель энергосбережения, а также основные показатели, характеризующие энергетическое хозяйство. Сопоставить полученные результаты с расчетом согласно форме 4-энергосбережение.

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Выше было показано, что основная часть затрат электрической энергии приходится на привод магистральных насосов, которые должны сообщить перекачиваемой среде энергию, достаточную для преодоления гидравлического сопротивления трубопровода. Поэтому основной ресурс энергосбережения в трубопроводном транспорте заключается в обеспечении энергоэффективного режима перекачки, что включает в себя как создание условий для течения перекачиваемой среды с минимальным сопротивлением, так и подбора оптимального режима работы самого насосного агрегата.

Основными путями энергосбережения являются следующие:

- снижение гидравлического сопротивления трубопровода путем проведения периодических очисток или введения противотурбулентных присадок, строительства лупингов и т.п.;
- оптимизация режимов перекачки с применением современных способов регулирования производительности насосов;
- снижение потерь мощности и энергии в системах энергоснабжения и эксплуатируемом оборудовании.

4.1. Оценка энергоэффективности очистки трубопровода

В процессе работы магистрального нефтепровода на внутренней поверхности трубопровода отлагается парафин, минеральные загрязнения, продукты окисления, которые уменьшают полезное сечение труб, что приводит к уменьшению пропускной способности.

Для обеспечения ритмичной работы трубопровода на оптимальных режимах возникает необходимость периодической очистки внутренних стенок от парафинистых отложений.

На интенсивность отложения парафина существенное влияние оказывает режим движения потока нефти. Это объясняется тем, что при перемешивании потока стенки трубопровода каждый раз соприкасаются со свежими порциями нефти, богатыми парафином.

Существенное влияние на кристаллизацию парафина и его отложений оказывает температура и физико-химические свойства перекачиваемой нефти, состав растворенного в ней парафина, содержание механических примесей, воды и газов, свойства внутренней поверхности трубопровода и качество первичной обработки нефти.

Очистка трубопровода восстанавливает его пропускную способность. После очередного пропуска очистного устройства эквивалентный диаметр трубопровода приближается к первоначальному.

Периодичность очистки магистрального нефтепровода в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти, а также экономической целесообразностью, т.к. на период очистки возможно снижение производительности перекачки, что в свою очередь связано с невыполнением плана. Поэтому целесообразно контролировать эквивалентный диаметр трубопроводов.

Напомним, что эквивалентным диаметром называется расчетная величина диаметра условной трубы, для которой расчеты потерь напора по формуле Лейбензона для турбулентной зоны гладкого трения совпадают с фактическими на отрезке отдельного трубопровода или их системы.

$$\Delta h = \frac{k \cdot v^{0,25} \cdot q^{1,75} \cdot L}{D^{4,75}} + (h_2 - h_1),$$

где $k = 0.0247$ – коэффициент пропорциональности, определяется размерностью параметров; q – мгновенный расход нефти; Δh – потери напора в рассматриваемой части нефтепровода.

Контроль изменения эквивалентного диаметра при этом может осуществляться ежедневно:

$$D = \left[\frac{k \cdot v^{0,25} \cdot q^{1,75} \cdot L}{\Delta h - (h_2 - h_1)} \right]^{1/4,75}.$$

Для оценки энергоэффективности очистки внутренних поверхностей трубопроводов, после которой увеличивается эквивалентный диаметр, будем использовать аналитическую модель электропотребления:

$$W = \frac{P^{2,75} \cdot v^{0,25}}{11,55 \cdot 10^5 \cdot (\rho \cdot L)^{1,75} \cdot D^{4,75} \cdot \eta} + \frac{P \cdot \Delta Z}{367,2 \cdot L \cdot \eta},$$

Экономия электроэнергии за i -ые сутки от очистки нефтепровода определяется выражением:

$$\Delta W_i = W_2 - W_1,$$

где W_1 – суточное потребление электроэнергии после очистки, кВт·ч/сут; W_2 – суточное потребление электроэнергии в процессе работы участка нефтепровода за i -ые сутки (какие-то конкретные сутки после окончания очистки участка), кВт·ч/сут.

Экономия электроэнергии за i -ые сутки, в зависимости от эквивалентного диаметра, примет вид:

$$\Delta W_i = \frac{P^{2,75} \cdot v^{0,25}}{11,55 \cdot 10^5 \cdot (\rho \cdot L)^{1,75} \cdot \eta} \cdot \left(\frac{1}{D_2^{4,75}} - \frac{1}{D_1^{4,75}} \right),$$

где D_1 – эквивалентный диаметр участка нефтепровода после очистки, м; D_2 – эквивалентный диаметр участка нефтепровода в процессе работы, м.

Изменение эквивалентного диаметра ΔD_i за i суток после проведения очистки определяется по формуле:

$$\Delta D_i = D_1 - D_{2i}.$$

Экономия электроэнергии после мероприятия очистки определяется по формуле:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i,$$

где n – временной интервал от окончания очистки участка нефтепровода до начала следующей очистки, сут.

Для определения оптимального срока между пропусками очистных устройств необходимо получить экономию электроэнергии в стоимостном выражении, которая должна быть не ниже затрат на очистку.

Пример 4.1. Оценим энергоэффективность очистки трубопровода диаметром 1020 мм на участке нефтепровода.

Из результатов расчетов эквивалентного диаметра участка нефтепровода до и после очистки, получаем:

- $D_1 = 0,983$ м - эквивалентный диаметр участка после очистки,
- уменьшение эквивалентного диаметра в среднем происходит на 0,5% за 15 суток (1% в месяц).

Будем рассматривать период времени, при котором происходит уменьшение эквивалентного диаметра нефтепроводов менее чем на 2,5%. Эквивалентный диаметр 0,958 м меньше на 2,5 % от 0,983 м и достигается в среднем за 75-80 суток после проведения мероприятия очистки.

Определяем условно-постоянные факторы, используемые в аналитической модели электропотребления, которые будут влиять на потребление электрической энергии:

- $L = 53$ км – протяженность участка нефтепровода;
- $\rho = 860$ кг/м³ – средняя плотность нефти;
- $\eta = 60 \% = 0,6$ о.е – КПД участка нефтепровода;

– среднесуточный грузооборот нефти на участке нефтепровода, колеблется в пределах $P = 37000-43000$ тыс.т.км/сут;

– ν – вязкость нефти, сСт, определяется в зависимости от среднесуточной температуры нефти по формуле:

$$\nu = \frac{37,811 - t}{1,3428};$$

– среднесуточная температура нефти нефтепровода колеблется в пределах $10-25^{\circ}\text{C}$ в зависимости от сезона.

Определяем вязкость нефти при среднесуточной температуре нефти 10°C :

$$\nu = \frac{37,811 - 10}{1,3428} = 20,7 \text{ сСт.}$$

Экономия электроэнергии (кВт·ч/сут), при температуре 10°C , за 1-ые сутки при среднесуточном грузообороте нефти $P=40000$ тыс.т.км/сут:

$$\begin{aligned} \Delta W_i &= \frac{(40 \cdot 10^6)^{2,75} \cdot 20,7112^{0,25}}{11,55 \cdot 10^5 \cdot (860 \cdot 53)^{1,75} \cdot 0,6} \cdot \left(\frac{1}{0,982672^{4,75}} - \frac{1}{0,983^{4,75}} \right) = \\ &= 29,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{сут.} \end{aligned}$$

Эквивалентный диаметр участка нефтепровода в процессе работы через сутки после проведения очистки уменьшится на 0,33% и составит $D_2=0,983$ м.

Экономия электроэнергии на 1-е сутки после мероприятия очистки составит:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^1 \Delta W_1 = 29,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

По аналогии определяется экономия электроэнергии и на следующие сутки после мероприятия очистки, а так же при температурах в диапазоне $10-25^{\circ}\text{C}$. Результаты сводим в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Экономия электроэнергии после мероприятия очистки, при температурах в диапазоне 10-25°C и среднесуточном грузообороте нефти $P = 40000$ тыс.т.км/сут

%	D,мм	T, сут	ΔW , кВт.ч/сут			
			t=10°C	t=15°C	t=20°C	t=25°C
0,000	0,9830	0	0	0	0	0
0,033	0,9827	1	30	29	27	25
0,067	0,9823	2	60	57	54	49
0,100	0,9820	3	90	86	81	74
0,133	0,9817	4	120	114	108	99
0,167	0,9814	5	150	143	135	124
0,200	0,9810	6	181	172	162	149
0,233	0,9807	7	211	201	189	174
0,267	0,9804	8	241	230	216	199
0,300	0,9801	9	272	259	243	224
0,333	0,9797	10	302	288	270	249
0,367	0,9794	11	333	317	298	274
0,400	0,9791	12	363	346	325	299
0,433	0,9787	13	394	375	352	325
0,467	0,9784	14	425	404	380	350
0,500	0,9781	15	455	433	407	375
0,533	0,9778	16	486	463	435	401
0,567	0,9774	17	517	492	463	426
0,600	0,9771	18	548	522	490	452
0,633	0,9768	19	579	551	518	477
0,667	0,9764	20	610	581	546	503
0,700	0,9761	21	641	610	574	528
0,733	0,9758	22	673	640	602	554
0,767	0,9755	23	704	670	630	580
0,800	0,9751	24	735	700	658	606
0,833	0,9748	25	766	729	686	631
0,867	0,9745	26	798	759	714	657
0,900	0,9742	27	829	789	742	683
0,933	0,9738	28	861	819	770	709
0,967	0,9735	29	893	849	798	735
1,000	0,9732	30	924	880	827	761
1,033	0,9728	31	956	910	855	788
1,067	0,9725	32	988	940	884	814

Продолжение таблицы 4.1

%	D, мм	T, сут	ΔW , кВт.ч/сут			
			t=10°C	t=15°C	t=20°C	t=25°C
1,100	0,9722	33	1020	970	912	840
1,133	0,9719	34	1052	1001	941	866
1,167	0,9715	35	1084	1031	969	893
1,200	0,9712	36	1116	1062	998	919
1,233	0,9709	37	1148	1092	1027	946
1,267	0,9705	38	1180	1123	1055	972
1,300	0,9702	39	1212	1154	1084	999
1,333	0,9699	40	1244	1184	1113	1025
1,367	0,9696	41	1277	1215	1142	1052
1,400	0,9692	42	1309	1246	1171	1079
1,433	0,9689	43	1342	1277	1200	1105
1,467	0,9686	44	1374	1308	1229	1132
1,500	0,9683	45	1407	1339	1259	1159
1,533	0,9679	46	1440	1370	1288	1186
1,567	0,9676	47	1472	1401	1317	1213
1,600	0,9673	48	1505	1432	1346	1240
1,633	0,9669	49	1538	1464	1376	1267
1,667	0,9666	50	1571	1495	1405	1294
1,700	0,9663	51	1604	1526	1435	1321
1,733	0,9660	52	1637	1558	1464	1349
1,767	0,9656	53	1670	1589	1494	1376
1,800	0,9653	54	1703	1621	1524	1403
1,833	0,9650	55	1736	1653	1553	1431
1,867	0,9647	56	1770	1684	1583	1458
1,900	0,9643	57	1803	1716	1613	1486
1,933	0,9640	58	1837	1748	1643	1513
1,967	0,9637	59	1870	1780	1673	1541
2,000	0,9633	60	1904	1812	1703	1568
2,033	0,9630	61	1937	1844	1733	1596
2,067	0,9627	62	1971	1876	1763	1624
2,100	0,9624	63	2005	1908	1794	1652
2,133	0,9620	64	2039	1940	1824	1680
2,167	0,9617	65	2073	1972	1854	1708
2,200	0,9614	66	2107	2005	1885	1736

Окончание таблицы 4.1

%	D, мм	T, сут	ΔW , кВт.ч/сут			
			t=10°C	t=15°C	t=20°C	t=25°C
2,233	0,9610	67	2141	2037	1915	1764
2,267	0,9607	68	2175	2070	1945	1792
2,300	0,9604	69	2209	2102	1976	1820
2,333	0,9601	70	2243	2135	2007	1848
2,367	0,9597	71	2278	2167	2037	1876
2,400	0,9594	72	2312	2200	2068	1905
2,433	0,9591	73	2346	2233	2099	1933
2,467	0,9588	74	2381	2266	2130	1961
2,500	0,9584	75	2415	2299	2161	1990
2,533	0,9581	76	2450	2332	2192	2018
2,567	0,9578	77	2485	2365	2223	2047

ЗАДАНИЕ 4.1. Оценить энергоэффективность очистки трубопровода диаметром 1020 мм на участке нефтепровода при температуре 10°C и среднесуточном грузообороте нефти $P = 35000$ тыс. т км.

4.2. Снижение потерь электроэнергии в системах электроснабжения

В энергетических системах порядка 10–15 % электрической энергии теряется при ее транспортировке и трансформации. Поэтому актуальной является задача воздействия на факторы, определяющие потери электроэнергии, с целью их снижения.

Основные потери электрической энергии в системах электроснабжения имеют место в линиях электропередачи и трансформаторах.

Потери активной электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S_M}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} \cdot \tau + n \Delta P_{XX} \cdot T_T = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{CK}}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} + n \Delta P_{XX} \right) \cdot T_T,$$

где T_T – продолжительность работы трансформаторов (ч) в течение года.

Определение диапазона нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного (двух) трансформаторов выполняется, исходя из равенства:

$$\left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{K3} + \Delta P_{XX} = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{K3} + 2 \Delta P_{XX},$$
$$S_T = S_{HT} \cdot \sqrt{\frac{2 \Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}},$$

где S_T – граничная мощность нагрузки потребителя электроэнергии.

При $S > S_T$ целесообразна работа 2-х трансформаторов, если же $S < S_T$, то следует использовать в работе один трансформатор.

В общем случае, при количестве трансформаторов n , S_T определяется как:

$$S_T = S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1) \cdot \Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}}.$$

Задача оптимизации загрузки трансформаторов потребителя заключается в перераспределении нагрузок потребителя таким образом, чтобы КПД установленных трансформаторов был максимальным. Последнее имеет место при выполнении следующего условия:

$$\Delta P_M = \Delta P_{ст},$$

где ΔP_M – потери мощности в обмотках трансформатора (так называемые потери «в меди»); $\Delta P_{ст}$ – потери мощности в магнитопроводе трансформатора (так называемые потери «в стали»).

Таким образом, S_0 – нагрузка трансформаторов, при которой их КПД максимален, определяется по выражению:

$$S_0 = n S_{\text{нт}} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}$$

В данном случае речь идет об оптимизации режимов работы уже установленных трансформаторов. Однако снижение потерь мощности и энергии необходимо планировать уже на стадии проектирования.

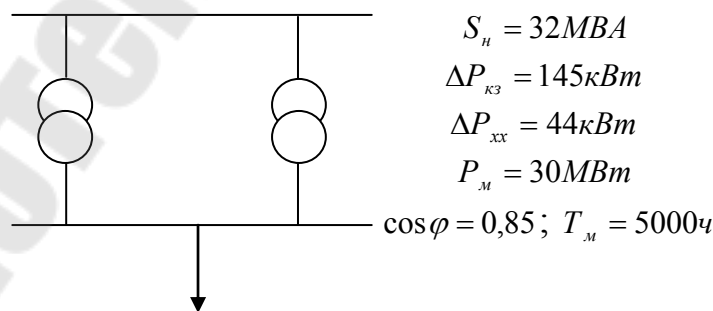
На этой стадии целесообразно говорить не о минимальных потерях электроэнергии, а о минимальных затратах, которые учитывают стоимость потерь электроэнергии и трансформаторов.

При использовании конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения потребителей, следует учитывать потери активной мощности $\Delta P_{ку}$ и активной электроэнергии $\Delta W_{ку}$ в них:

$$\Delta P_{ку} = \Delta P_{уд} \cdot Q_{ку}; \quad \Delta W_{ку} = \Delta P_{ку} \cdot T_{вкл.}$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторных установках, на практике принимаются $\Delta P_{уд} = 0,004$ кВт/квар для конденсаторных установок напряжением до 1 кВ и $\Delta P_{уд} = 0,002$ кВт/квар для конденсаторных установок напряжением свыше 1 кВ; $T_{вкл}$ – продолжительность работы конденсаторных установок.

Пример 4.2. Для подстанции нефтеперекачивающей станции с двумя трансформаторами мощностью 32 МВ·А определить потери активной мощности и оценить годовые потери электроэнергии (в процентах от электропотребления).



Решение: Потери мощности и энергии определяем по максимальной мощности нагрузки (методом времени максимальных потерь).

Определим потери активной мощности:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \left(\frac{S_M}{S_H} \right)^2 + n_T \cdot \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 + 2 \cdot 44 = 176,2 \text{ кВт},$$

где $S_M = \frac{P_M}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,85} = 35,3 \text{ МВА}$.

Определим потери активной электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \left(\frac{S_M}{S_H} \right)^2 \cdot \tau + n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_T = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 \cdot 3411 + 2 \cdot 44 \cdot 8760 = 1071,8 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \end{aligned}$$

где $\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч}$.

Оценим величину потерь электроэнергии:

$$\delta W = \frac{\Delta W_T}{W_T} = \frac{1071,8}{15000} \cdot 100\% = 0,71\%,$$

где W_T – величина потребления активной электроэнергии потребителем от данной подстанции:

$$W_T = P_M \cdot T_M = 30 \cdot 5000 = 15000 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$$

Пример 4.3. Для 2-трансформаторной подстанции с трансформаторами типа ТСЗ – 1600/10 рассчитать следующие направления повышения энергетической эффективности ее работы:

1. Построить зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от ее загрузки;
2. Определить нагрузку потребителя, при которой двухтрансформаторная подстанция работает в оптимальном режиме (с максимальным КПД). Определить максимальный КПД трансформаторной подстанции;
3. Определить диапазоны нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного трансформатора, двух трансформаторов подстанции.

Решение: Рассмотрим 2-трансформаторную подстанцию с трансформаторами ТСЗ – 1600/10.

Паспортные данные: $S_{ном} = 1600$ кВ·А, $\Delta P_{xx} = 4,2$ кВт, $\Delta P_{кз} = 16,0$ кВт, $U_{вн} = 10$ кВ, $U_{нн} = 0,4$ кВ, $\cos \varphi = 0,8$.

1. Для получения зависимости потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от ее загрузки, изменяя коэффициент загрузки трансформаторов подстанции от 0,1 до 1, заполним таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от ее загрузки

№	Мощность	Коэффициент загрузки	Потери мощности
1	S , кВ·А	K_3	ΔP , кВт
2	320	0,1	8,72
3	640	0,2	9,68
4	960	0,3	11,28
5	1280	0,4	13,52
6	1600	0,5	16,4
7	1920	0,6	19,92
8	2240	0,7	24,08
9	2560	0,8	28,88
10	2880	0,9	34,32
11	3200	1	40,4

Данные таблицы 4.2 получены на основании следующих расчетов (на примере $K_3 = 0,1$):

$$S = 2 \cdot S_{ном} \cdot K_3 = 2 \cdot 1600 \cdot 0,1 = 320 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta P = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 + 2 \cdot \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 16 \cdot \left(\frac{320}{1600} \right)^2 + 2 \cdot 4,2 = 8,72 \text{ кВт}.$$

По данным таблицы 4.1 строим соответствующие графики (рисунок 4.1).

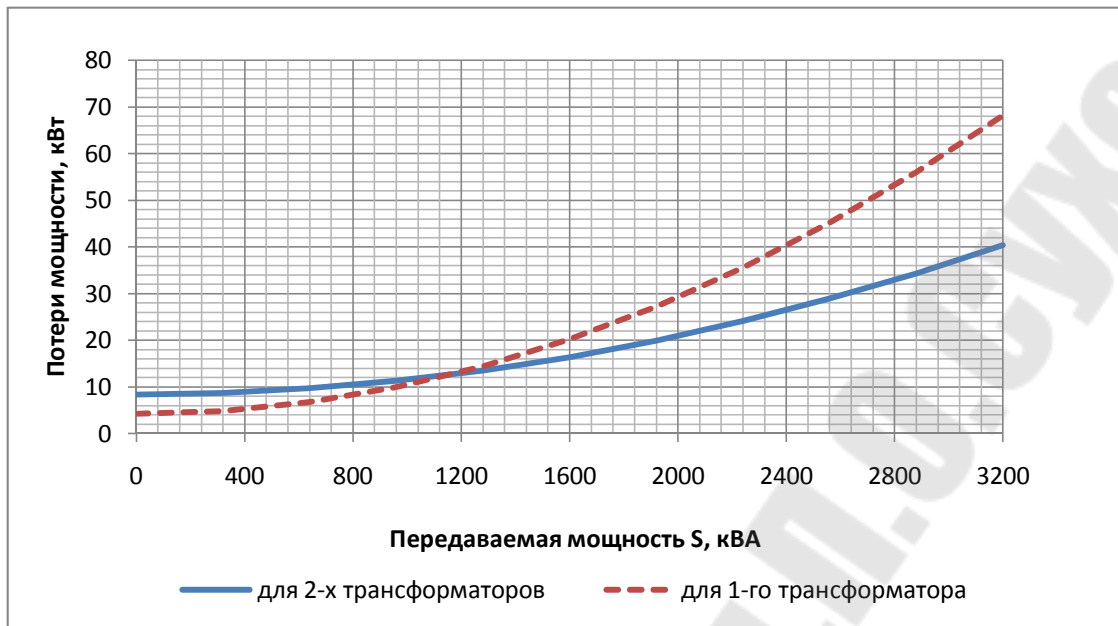


Рисунок 4.1 – Полученный график зависимости $\Delta P = f(S)$

2. Для того, чтобы определить нагрузку потребителя при оптимальном режиме (под оптимальным режимом следует понимать режим с наибольшим КПД), необходимо приравнять потери мощности в стали с потерями мощности в меди трансформаторов.

Для двух параллельно работающих трансформаторов равенство выглядит так:

$$\frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_o}{S_{ном}} \right)^2 = 2 \cdot \Delta P_{хх};$$

откуда

$$S_o = 2 \cdot S_{ном} \sqrt{\frac{\Delta P_{хх}}{\Delta P_{кз}}} = 2 \cdot 1600 \cdot \sqrt{\frac{4,2}{16}} = 1639,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Максимальный КПД определяем следующим образом:

$$\eta_{max} = \frac{S_o \cdot \cos \varphi}{S_o \cdot \cos \varphi + \Delta P} = \frac{1639,5 \cdot 0,8}{1639,5 \cdot 0,8 + 16,79} = 0,987 \text{ (98,7\%)},$$

где мощность потребителя S_o и потери ΔP определяются в оптимальном режиме:

$$\Delta P = 0,5 \cdot 16 \cdot (1639,5/1600)^2 + 2 \cdot 4,2 = 16,79 \text{ кВт}$$

3. Для определения диапазонов нагрузки, при которых целесообразна работа одного или двух трансформаторов, необходимо прирав-

нять потери мощности одного трансформатора и потери мощности двух трансформаторов:

$$\Delta P_{1T} = \Delta P_{2T};$$

$$\Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_{Г}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{НОМ}} \right)^2 + 2 \cdot \Delta P_{xx};$$

откуда

$$S_2 = S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{0,5 \cdot \Delta P_{КЗ}}} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{4,2}{0,5 \cdot 16}} = 1159,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Таким образом, трансформаторная подстанция будет работать в оптимальном режиме при нагрузке потребителя, равной 1639,5 кВ·А., с наибольшим КПД, равным 98,7 %;

при нагрузке потребителя, менее 1159,3 кВ·А, целесообразна работа одного трансформатора подстанции. При нагрузке потребителя, более 1159,3 кВ·А, целесообразна работа двух трансформаторов подстанции.

ЗАДАНИЕ 4.2. Для электроснабжения предприятия сооружены трансформаторные подстанции с масляными трансформаторами номинальной мощностью 63, 100, 250, 630, 1000 и 1600 кВ·А. Практически все силовые трансформаторы значительно устарели физически, трансформаторы эксплуатируются около 30 - 40 лет при нормативном сроке 25 лет, при этом имеет место низкая загрузка трансформаторных подстанций (таблица 4.3).

Предложить мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в определенной трансформаторной подстанции согласно варианту.

Таблица 4.3 – Данные по цеховым трансформаторам завода

№ варианта	Количество и тип установленных трансформаторов	Рс, кВт·А	Кз, %
1	ТНЗ-1000	200,2	20
2	2хТМЗ-630	504	40
3	2хТМ-250	75	15
4	2хТМ-100	70	35
5	ТМЗ-630	126	20
6	2хТСЗ-1000	1400	70
7	2хТМЗ-1000	440	22
8	2хТМЗ-1000	200	10
9	2хТМЗ-630	630	50
10	ТМ-63	6,3	10
11	2хТМЗ-1000	1400	70
12	2хТМЗ-630	504	40
13	2хТНЗ-1000	1000	50
14	2хТНЗ-1000	500,5	25
15	2хТНЗ-1000	1000	50

4.3. Регулирование производительности насосных агрегатов с помощью частотных преобразователей

Особенностью технологического процесса предприятий транспорта нефти является то, что основными электроприемниками являются насосные агрегаты.



Рисунок 4.2 – Внешний вид насосных агрегатов

Значительное количество электропотребления приходится на высоковольтные насосные агрегаты НПС.

Внедрение частотных регуляторов целесообразно для управления производительностью насосных установок и управления электродвигателями этих агрегатов с помощью частотных преобразователей. Регулирование производительности приводит к снижению потребляемой мощности насосов, а, следовательно, мощности, потребляемой из сети электродвигателем агрегата. При этом увеличивается КПД системы электропривод-насос. Регулирование производительности может осуществляться путем изменения частоты тока и напряжения.

Известно, что полезная мощность, отдаваемая насосами перекачиваемой жидкости, определяется по выражению:

$$P_{\text{п}} = Q \cdot H \cdot \rho \cdot g \text{ Вт,}$$

где Q – производительность насосов, $\text{м}^3 / \text{с}$; H – рабочий напор, м; ρ – плотность жидкости, $\text{кг} / \text{м}^3$; g – ускорение свободного падения ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$).

Эксплуатационные свойства центробежных механизмов представляются в виде зависимостей напора H и потребляемой мощности P от расхода Q , которые с достаточной точностью для инженерных расчетов описываются соотношениями:

$$H^* = H_x^* + (1 - H_x^*) \cdot Q^{*2}, \text{ о.е.},$$

$$P^* = P_x^* + (1 - P_x^*) \cdot Q^*, \text{ о.е.},$$

где H_x^* и P_x^* – напор и мощность насоса при $Q^* = 0$, о.е.

При этом напор центробежного механизма уравнивается напором гидравлической сети, характеристику которой обычно представляют в виде:

$$H^* = H_c^* + (1 - H_c^*) \cdot Q^*, \text{ о.е.},$$

где H_c^* – статическая составляющая напора, о.е.

В результате изменения положения дроссельной заслонки изменяется характеристика сети (кривая 3, рисунок 4.4), а значит и производительность Q (рабочая точка А). При этом рабочий напор увеличивается (точка D). Если регулировать производительность Q изменением рабочей характеристики насосного агрегата (кривая 4), то рабочий напор уменьшается (точка С). Снижение полезной мощности при этом составит:

$$\Delta P_{II} = Q \cdot H_D \cdot \rho \cdot g - Q \cdot H_C \cdot \rho \cdot g = \rho \cdot g \cdot (Q \cdot H_D - Q \cdot H_C) \sim S_{ABCD},$$

где H_D – рабочий напор при изменении характеристики сети; H_C – рабочий напор при изменении характеристики насоса; S_{ABCD} – площадь прямоугольника ABCD (рисунок 4.3).

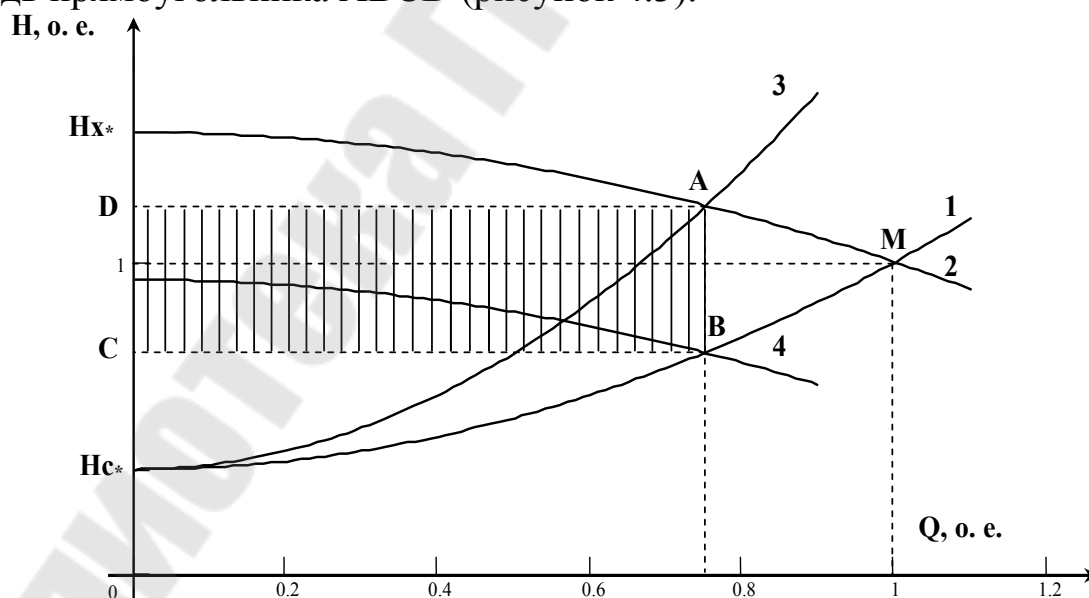


Рисунок 4.3 – Регулирование производительности насосного агрегата:

1, 2 – исходные характеристики сети и насоса соответственно;

3, 4 – характеристики сети и насоса при регулировании.

Рабочие характеристики насосов видоизменяются в соответствии с законами подобия следующим образом:

$$H^* = [H_x^* + (1 - H_x^*) \cdot (Q^*/n)^2] \cdot n^{*2}, \text{ о.е.}$$

$$P^* = [P_x^* + (1 - P_x^*) \cdot (Q^*/n)] \cdot n^{*3}, \text{ о.е.},$$

где n^* – скорость рабочего колеса насоса, о.е., для заданной производительности определяется, как:

$$n^* = \sqrt{\frac{H_{c^*} + (H_{x^*} - H_{c^*}) \cdot Q^{*2}}{H_{x^*}}}, \text{ о.е.}$$

Коэффициент полезного действия насоса:

$$\eta_n = \frac{P_{n^*}}{P^*}, \text{ о.е.}$$

Потребляемая из сети мощность насосного агрегата при дроссельном регулировании производительности:

$$p_\partial = \frac{P_{n\partial^*}}{\eta_\partial \cdot \eta_{\partial\partial}}, \text{ о.е.}$$

Мощность, потребляемая из сети при частотном регулировании:

$$p_\text{ч} = \frac{P_{n\text{ч}^*} \cdot \kappa_\text{ч}}{\eta_\text{ч} \cdot \eta_{\partial\partial}}, \text{ о.е.}$$

где $P_{\text{пд}^*}$, $P_{\text{пч}^*}$ – полезная мощность насоса при дроссельном и частотном регулировании производительности соответственно, о.е.; η_∂ , $\eta_\text{ч}$ – соответственно КПД насоса при дроссельном и частотном регулировании производительности, о.е.; $\eta_{\text{дв}}$ – КПД приводного электродвигателя; $\kappa_\text{ч}$ – коэффициент, учитывающий потребление частотного преобразователя.

Потребляемая агрегатом мощность из сети и КПД насоса удобно определяются по графикам в зависимости от производительности Q и способа ее регулирования.

Снижение потребляемой из сети мощности и энергии за счет применения частотного преобразователя при известных параметрах насосного агрегата и гидравлической сети, для заданного графика производительности $Q(t)$, могут быть определены по выражениям:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{\eta_{\partial\partial}} [P_x^* + (1 - P_x^*) \cdot Q^*] - \frac{\kappa_\text{ч}}{\eta_{\text{дв}}} [P_x^* \cdot \left(\frac{H_c^* + (H_x^* - H_c^*) \cdot Q^{*2}}{H_x^*} \right)^{3/2} + Q^* \cdot (1 - P_x^*) \cdot \frac{H_c^* + (H_x^* - H_c^*) \cdot Q^{*2}}{H_x^*}], \text{ о.е.},$$

$$\Delta W = P_{н.б} \cdot \sum \Delta P_i \cdot t_i, \text{кВт.ч.},$$

где $P_{н.б}$ – базисная мощность насоса, определяемая для исходного режима работы агрегата; ΔP_i – снижение мощности, потребляемой из сети насосным агрегатом, при работе с производительностью Q в течение времени t_i (согласно графику нагрузки $Q(t)$). Значение базисной мощности насоса может быть найдено по выражению:

$$P_{н.б} = \frac{Q_б \cdot H_б}{367,2 \cdot \eta_{н.ном} \cdot k_\eta}, \text{кВт},$$

где k_η – коэффициент, учитывающий изменение КПД насоса относительно номинального $\eta_{н.ном}$ за счет отличия базисной производительности $Q_б$ ($\text{м}^3/\text{ч}$) от номинальной $Q_{ном}$; $H_б$ – базисный напор, м.в.с.

Для автоматизации расчета экономии электроэнергии за счет применения преобразователей частоты, оценки их экономической эффективности разработано соответствующее программное обеспечение [12, 13, 16]. Программа опирается на сравнительный анализ наиболее распространенных методов регулирования производительности.

В расчетной части приложения реализованы алгоритмы сравнительного анализа дроссельного и частотного регулирования объемного расхода, учитывающие характеристики гидравлической системы и электроприводов агрегатов.

В справочной части системы имеется база данных основных технических характеристик частотных преобразователей (рисунок 4.4).

Частотные преобразователи												
Трёхфазное напряжение питания, В			Мощность, кВт			Обычное использование			Использование в тяжелом режиме			
400						Обычное использование			Использование в тяжелом режиме			
400						В тяжелом режиме			Привод насосов и вентиляторов			
415												
440												
460												
480												
500												
525												
550												
Тип А	Обычное использование		Использование в тяжелом режиме		Рабочий цикл 1/5 мин		Рабочий цикл 2/15 с		Sn	Pn	[л.с.]	
	I2hd_max 1/5 мин	2n_max	I2hd_max 1/5 мин	I2hd_max 13/15 с	I2hd_max 2/15 с	I2hd_max 2/15 с						
	[А]	[А]	[кВА]	[кВт]	[л.с.]	[А]	[А]	[А]	[кВА]	[кВт]	[л.с.]	
АСх 601-0005-3	7,6	8,4	5	3	3	6,2	9,3	6,2	12,4	4	2,2	3
АСх 601-0006-3	11	12	6	4	5	7,6	11	7,6	15,2	5	3	3
АСх 601-0009-3	15	17	9	5,5	7,5	11	17	11	22	6	4	5
АСх 601-0011-3	18	20	11	7,5	10	15	23	15	30	9	5,5	7,5
АСх 601-0016-3	24	26	16	11	15	18	27	18	36	11	7,5	10
АСх 601-0020-3	32	35	20	15	20	24	36	24	48	16	11	15

Рисунок 4.4. – Фрагмент базы данных частотных преобразователей

После ввода необходимых параметров производится автоматическая выборка записей из базы данных, удовлетворяющих условиям поиска. При этом предусмотрено, что регуляторы могут быть рассчитаны на 3 режима использования: обычное использование, использование в тяжелом режиме и в качестве привода насосов и вентиляторов (прямоугольная кривая нагрузки).

Результаты расчетов представляются в табличном и графическом видах (рисунок 4.5).

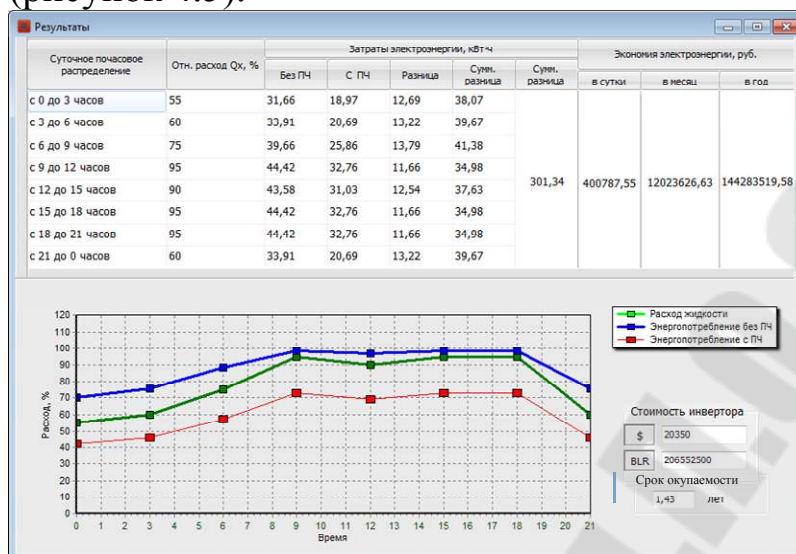


Рисунок 4.5 – Результаты расчета экономии электроэнергии при использовании частотного преобразователя

Пользователь также может наглядно оценить затраты и срок окупаемости, величину и стоимость сэкономленной электроэнергии за счет применения предлагаемого системой преобразователя частоты.

Пример 4.4. Оценка эффективности внедрения частотных преобразователей для управления производительностью насосных агрегатов НПС 200/500 нефтенасосной (установлено 3 насоса, работает постоянно 1, напряжение 6 кВ, электродвигатель мощностью $P_{ном} = 400$ кВт, номинальная производительность $200 \text{ м}^3/\text{ч}$, номинальный напор 500м). Исходные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные для оценки эффективности ЧРП

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность насоса P_n , кВт	400
Номинальное давление, H_n	500
Отношение H_m/H_n *	1,4
Заданное (необходимое) давление, H_x	300
Отношение H_x/H_n	0,60
Годовое время работы, ч/год	2920
Кол-во работающих агрегатов, шт	3
* H_m – Давление холостого хода ($\sim 140\% H_n$), при $Q=0$	

Для оценки эффективности используем компьютерную программу. Результаты расчетов представлены в таблице 4.5 и на рисунке 4.6.

Таблица 4.5 – Оценка эффективности внедрения частотных преобразователей для управления производительностью насосных агрегатов НПС 200/500 нефтенасосной

Суточное почасовое распределение	Отн. расход Q _x	Потребление электроэнергии агрегата за год				Кол-во агрегатов	Экономия Электроэнергии за год		
		Без преобразователя частоты		С преобразователем частоты			шт.	кВт	тыс. кВт.ч
	кВт	тыс. кВт.ч/год	кВт	тыс.кВт.ч					
с 0 до 3 часов	107	403,2	998,4	256,8	551,0	3	439,2	1342,2	375,8
с 3 до 6 часов	81	368,6		194,4					
с 6 до 9 часов	62	309,1		148,8					
с 9 до 12 часов	55	281,4		132,0					
с 12 до 15 часов	56	285,5		134,4					
с 15 до 18 часов	55	281,4		132,0					
с 18 до 21 часов	107	403,2		256,8					
с 21 до 0 часов	106	403,0		254,4					

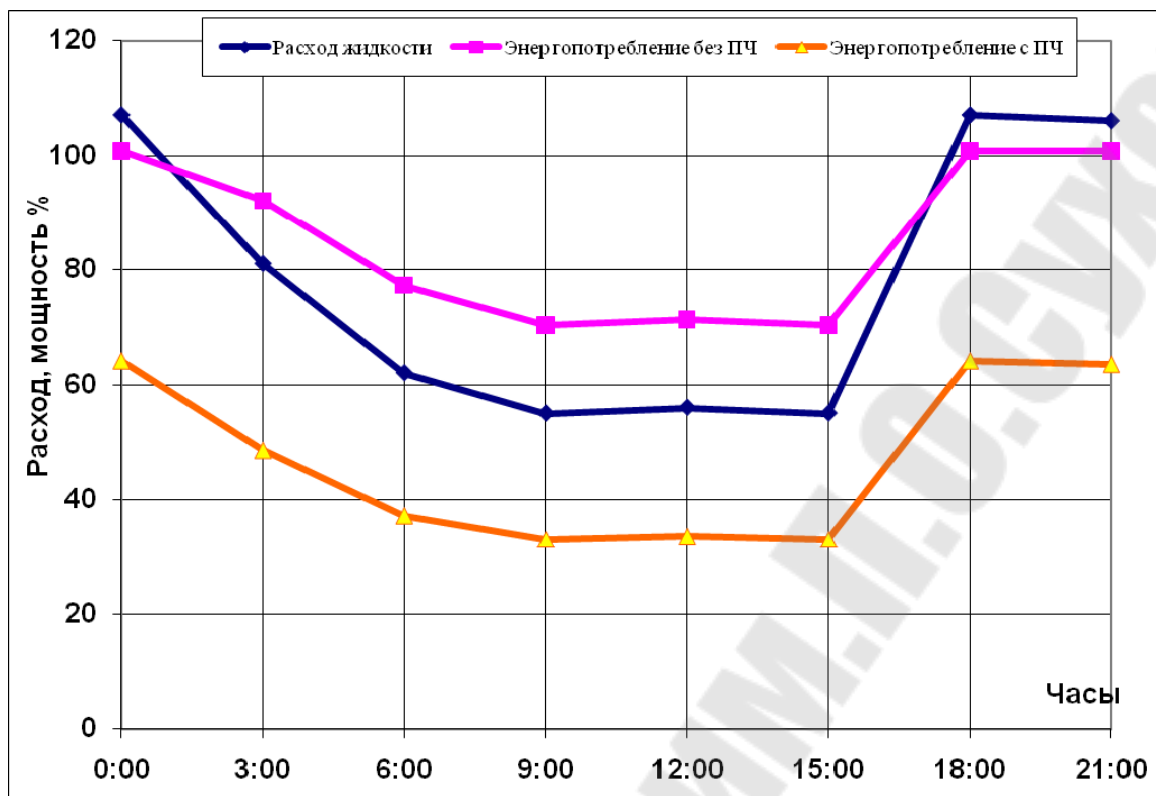


Рисунок 4.6 – Расчетная динамика режимов работы насоса

Таким образом, для нефтенасосной с насосными агрегатами НПС 200/500, экономия электроэнергии в среднем за год составит 1326.2 тыс. кВт.ч.

ЗАДАНИЕ 4.3. Получить у преподавателя данные по режиму работы насосного агрегата и выполнить оценку эффективности применения частотного электропривода.

4.4. Снижение расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию

1. Расчет энергоэффективности термореновации стен зданий

Экономический эффект от термореновации ограждающих конструкций зданий обусловлен увеличением термосопротивления ограждающих конструкций и уменьшением тепловых потерь через них.

Снижение тепловых потерь через стены достигается устройством дополнительной (внешней или внутренней) тепловой изоляции. Для климатических условий Беларуси предпочтительна, с теплофизической точки зрения, внешняя тепловая изоляция.

Для повышения сопротивления теплопередаче стен до нормативных уровней согласно ТКП 45-2.04-43-2006 необходимо проведение утепления стен. Одним из путей уменьшения теплопроводности строительных конструкций является утепление наружных стен методом «Термошуба».

Система «Термошуба» позволяет:

- утеплять стены зданий любой этажности и огнестойкости, как при новом строительстве, так и при реконструкции существующих эксплуатируемых зданий без усиления стен и фундаментов;
- экономить эксплуатируемые площади за счет размещения утепления снаружи стен;
- защитить наружные поверхности стен от разрушения;
- выполнять работы по утеплению при любых погодных условиях в диапазоне температур от 25°C до –12°C;
- применять специально предназначенную для стен высококачественную экономную плиту.

Таблица 4.6 – Материалы для выполнения теплоизоляции зданий

Наименование материала	Ед. измерения	Расход на 1 м ²
Плита фасадная (утеплитель)	м ²	1,06
Смесь клеевая	кг	12
Защитно-отделочная штукатурка	кг	4
Стеклосетка	м ²	1,35
Дюбеля L-120, не более	шт	8
Фасадная краска (в два слоя)	кг	0,6

Тепловая энергия расходуется на возмещение тепловых потерь через ограждающие конструкции здания и на нагревание инфильтрирующегося наружного воздуха.

Потери тепла через ограждающие конструкции зданий, обусловленные конвективным теплообменом, определяются согласно методике, изложенной в [7], по формуле:

$$Q_{\text{огр.}} = \frac{F \cdot (t_{\text{вн.}} - t_{\text{н.ср.}}) \cdot (1 + \sum \beta) \cdot n}{R_T},$$

где F – расчетная площадь ограждающей конструкции, м^2 ; R_T – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$; $t_{\text{вн.}}$ – расчетная температура воздуха внутри помещения, °C ; $t_{\text{н.ср.}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C ; β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь; n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху [11].

Величина сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции R_T определяется по формуле [11]:

$$R_T = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + R_{\text{к}} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}}},$$

где $\alpha_{\text{в}}$ – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$; $\alpha_{\text{н}}$ – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции для зимних условий, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$; $R_{\text{к}}$ – термическое сопротивление ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

Значения величин $\alpha_{\text{в}}$ и $\alpha_{\text{н}}$ принимаются по [11].

Термическое сопротивление ограждающей конструкции $R_{\text{к}}$ определяется по формуле:

$$R_{\text{к}} = R_1 + R_2 + \dots + R_n,$$

где R_1, R_2, \dots, R_n – термические сопротивления отдельных слоев конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

Термическое сопротивление слоя конструкции определяется по формуле:

$$R = \frac{\delta}{\lambda},$$

где δ – толщина слоя, м ; λ – коэффициент теплопроводности материала слоя многослойной ограждающей конструкции в условиях эксплуатации, $\text{Вт}/\text{м} \cdot \text{°C}$.

Значения коэффициента λ принимаются по [11] в зависимости от материала слоя многослойной ограждающей конструкции.

Согласно [11] нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен из штучных материалов при реконструкции (модернизации) здания должно быть $R_{т.норм.} = 3,2 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

2. Расчет энергоэффективности замены окон зданий

Сопротивление теплопередаче окон с двойным остеклением в деревянных отдельных переплетах согласно [11] составляет $R_{т.} = 0,42 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$, а в металлических отдельных переплетах $R_{т.} = 0,34 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$; витражи в металлических отдельных переплетах – $R_{т.} = 0,34 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$. Нормативное сопротивление теплопередаче для заполнений световых проемов при реконструкции (модернизации) должно быть $R_{т.норм.} = 1,0 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

Экономический эффект от внедрения энергоэффективных оконных блоков достигается за счет [7]:

- увеличения термосопротивления оконных блоков и уменьшения расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла;
- увеличения коэффициента воздухопроницаемости и уменьшения расхода тепловой энергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели оконных проемов;
- увеличения срока службы и отсутствия эксплуатационных затрат (оклейка, покраска).

Расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через оконные проемы определяется следующим образом:

$$Q = Q_{от} + Q_{и}, \text{ Гкал};$$

Основной годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_{от} = F_o / R_m \times (t_{вн} - t_n) \times n \times T_{от} \times 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где F_o – площадь ограждающих конструкций оконных проемов, м^2 ; R_m – сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций оконных проемов, $\text{м}^2 \cdot \text{°C} \text{ ч}/\text{ккал}$; $t_{вн}$, t_n – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$; n – коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающих конструкций оконных проемов по отношению к наружному воздуху, принимаемый согласно СНБ 2.01.01-93 «Строительная теплотехника»; $T_{от}$ – длительность отопительного периода, суток.

Добавочный годовой расход теплоэнергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели ограждающих конструкций оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_u = 0,24 \times A \times G \times F_o \times (t_{вн} - t_n) \times T_{от} \times 10^{-6}, \text{Гкал};$$

где A – коэффициент, учитывающий влияние встречного теплового потока, для окон и балконных дверей с отдельными переплетами $A = 0,8$, со спаренными переплетами $A = 1,0$; G – количество воздуха, поступающего в помещения жилых и общественных зданий путем инфильтрации через окна и балконные двери, определяемое по формуле:

$$G = \Delta P / R_u, \text{кг}/(\text{м}^2 \text{ч});$$

где R_u – сопротивление воздухопроницанию оконных блоков $\text{м}^2 \text{ч Па}/\text{кг}$; ΔP – разность давления воздуха у наружной и внутренней поверхностей ограждающих конструкций оконных проемов (Па), определяемая по формуле:

$$\Delta P = 0,55 \times H \times (p_n - p_v) + 0,03 \times p_n \times V_{cp}^2, \text{Па},$$

где H – высота здания от поверхности земли до верха карниза, м; V_{cp}^2 – максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, повторяемость которых составляет 16% и более, принимаемая по таблице 4.5 СНБ 2.01.01-93 «Строительная теплотехника», м/с; p_n и p_v – удельный вес внутреннего и наружного воздуха, $\text{Н}/\text{м}^3$.

Годовая экономия тепловой энергии от внедрения энергоэффективных оконных блоков:

$$\Delta Q = Q_{сущ} - Q_{зам}, \text{Гкал};$$

где $Q_{сущ}$ – годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через существующие ограждающие конструкции оконных проемов, подлежащие замене, Гкал; $Q_{зам}$ – годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов, предлагаемые в качестве замены, Гкал.

3. Расчет энергоэффективности внедрения регуляторов расхода тепловой энергии

Эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии имеет следующие составляющие:

- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;
- ликвидация весенне-осенних перетопов зданий;

- автоматическое снижение потребления тепловой энергии системой отопления здания в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

- поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС;

- автоматическое снижение температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС;

- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки;

- автоматическое включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

- ограничение температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть.

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и производственных зданий путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 1 Q_o^{год} = 0,02 \times Q_o^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет ликвидации весенне-осенних перетопов в помещениях жилых, общественных и производственных зданий составляет 12 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 2 Q_o^{год} = 0,12 \times Q_o^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения потребления тепловой энергии системой отопления общественных и производственных зданий в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 23 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 3 Q_o^{год} = 0,23 \times Q_o^{год}, \text{ ккал.}$$

Для систем отопления жилых зданий не практикуется автоматическое снижение потребления тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС жилых, общественных и производственных зданий составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 1Q_{г.в.}^{год} = 0,02 \times Q_{г.в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время в жилых зданиях составляет 13 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС, общественных и производственных зданий составляет 21 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 2Q_{г.в.}^{год} = (0,13 \text{ или } 0,21) \times Q_{г.в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки составляет 9 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 1Q_{в.}^{год} = 0,09 \times Q_{в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 2Q_{в.}^{год} = 0,02 \times Q_{в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q^{год}$ составит:

$$\Delta Q^{год} = \Delta 1Q_o^{год} + \Delta 2Q_o^{год} + \Delta 3Q_o^{год} + \Delta 1Q_{г.в.}^{год} + \Delta 2Q_{г.в.}^{год} + \Delta 1Q_{в.}^{год} + \Delta 2Q_{в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

5.1. Общие положения оценки эффективности энергосбережения

Эффективность энергосберегающих проектов, как и других инвестиционных проектов, характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Эффективность энергосберегающих проектов связана, в первую очередь, со снижением энергопотребления.

Инструкция по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, регламентирует единый методический подход при определении эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, и применяется всеми юридически-ми лицами, осуществляющими энергосберегающие мероприятия.

К энергосберегающим мероприятиям относятся внедряемые на объектах или оборудовании мероприятия, в результате реализации которых достигается экономия топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации.

В категорию энергосберегающих мероприятий, финансируемых из источников, предусмотренных в соответствии с действующим законодательством для финансирования энергосберегающих мероприятий, следует относить только те мероприятия, которые обеспечивают в сопоставимых условиях суммарную экономию топливно-энергетических ресурсов за счет внедрения на действующих объектах новых технологий, оборудования, систем учета и регулирования, новых схемных решений, а также мероприятия, стимулирующие энергосбережение, проектные и научно-исследовательские работы по этим направлениям и мероприятия по контролю потребления энергоресурсов (энергетические обследования, включая экспресс-диагностику топочных режимов котлов, проверку теплопроницаемости ограждающих конструкций зданий и сооружений и др.).

К категории энергосберегающих мероприятий не относятся:

1) новое строительство, за исключением внедрения энергетических мощностей, ввод которых обусловлен наличием уже имеющегося энергетического потенциала (избыточное давление пара или природного газа, вторичные энергетические ресурсы, горючие отходы

производства, нетрадиционные и возобновляемые источники энергии и другие мероприятия, в результате реализации которых достигается экономия топливно-энергетических ресурсов);

2) мероприятия, требующие постоянного проведения по техническому или технологическому регламенту обслуживания оборудования, установок, использующих топливно-энергетические ресурсы, а также систем транспорта энергоносителей;

3) все виды ремонтных работ;

4) мероприятия по замене изношенного оборудования, отслужившего свой амортизационный срок без улучшения показателей энергоэффективности.

Экономическая эффективность проектов по совершенствованию энергетического хозяйства отражает его результативностью.

Оценивается экономическая эффективность соотношением полученного результата и вложенными инвестиционными ресурсами.

Результат обусловлен интересами инвестора и может быть представлен приростом национального дохода, экономией общественного труда, ростом дохода или прибыли предприятия, снижением энергоемкости и ресурсоемкости выпускаемой продукции или уровня загрязнения окружающей среды и т. д.

Затраты включают в себя объемы расходов по реализации мероприятий, связанных с технико-экономическими исследованиями инвестиционных возможностей, разработкой бизнес-плана или технико-экономическим обоснованием мероприятия, проектно-изыскательскими, строительными-монтажными и пуско-наладочными работами; приобретением и монтажом оборудования и т. д.

Известно, что все мероприятия по совершенствованию производства делятся на две группы:

– не требующие капитальных затрат;

– требующие определенных денежных вложений.

Беззатратные или организационные мероприятия в современных условиях производства недостаточно эффективны, или, по крайней мере, эффект, получаемый от их реализации, незначителен.

Основные же резервы кроются в модернизации и совершенствовании технологии производства, в замене изношенного и энергоемкого, то есть физически и морально устаревшего оборудования, на что и требуются инвестиции. Все это требует технико-экономического обоснования с помощью современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов.

5.2. Действующие критерии оценки эффективности энергосберегающего мероприятия

Рассмотрим, как осуществляется оценка эффективности энергосберегающего инвестиционного проекта на основе «Инструкции по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий» [3].

Экономическая эффективность отражает результаты внедрения энергосберегающих мероприятий и определяется разностью между денежными доходами и расходами от реализации мероприятий, а также отражает изменение величины спроса на топливно-энергетические ресурсы в результате замещения более дорогих видов топлива менее дорогими.

Оценка эффективности использования средств, направляемых на реализацию энергосберегающих мероприятий, производится на основании следующей системы показателей:

- простой срок окупаемости (T_n) не более 10 лет;
- динамический срок окупаемости (T_d) не более 15 лет;
- чистый дисконтированный доход (ДД) более 0;
- внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) более E – нормативной ставки дисконтирования;
- индекс прибыльности (Π_n) более 1,0.

Простой срок окупаемости капитальных вложений применяется для предварительной оценки энергосберегающего мероприятия на стадии составления технико-экономического обоснования (предложения) реализации мероприятия:

$$T_n = \frac{I}{\Delta_{год}},$$

где I – капитальные вложения (или инвестиции) в реализацию данного мероприятия (из всех источников финансирования), млн руб.; $\Delta_{год}$ – годовая экономия топливно-энергетических ресурсов, получаемая от реализации данного мероприятия (в денежном выражении), млн. руб.

Капитальные вложения в реализацию энергосберегающих мероприятий включают в себя объемы расходов по разработке бизнес-плана или технико-экономического обоснования мероприятия, стоимость проектно-изыскательских работ, основного и вспомогательного оборудования, строительного-монтажных и пусконаладочных работ.

Расчет капитальных вложений и годовой экономии производится в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих меро-

приятый, разрабатываемыми Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

Оценка и сравнение различных энергосберегающих мероприятий и решение о финансировании энергосберегающего мероприятия принимается на основании расчета чистого дисконтированного дохода (ДД), внутренней нормы доходности ($E_{вн}$) и индекса прибыльности ($\Pi_{п}$).

Чистый дисконтированный доход (ДД), внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) и индекс прибыльности ($\Pi_{п}$) относятся к показателям, включающим стоимость денег с учетом доходов будущего периода.

Повторим, что чистый дисконтированный доход (превышение дохода над затратами нарастающим итогом за расчетный период T с учетом дисконтирования) рассчитывается по формуле:

$$ДД = \sum_{t=0}^T (D - Z - I) \cdot (1 + E)^{-t},$$

где D_t – денежные поступления (выручка, дивиденды и др.) от реализации мероприятия в t -м году, млн. руб.; Z_t – эксплуатационные расходы по реализации мероприятия и другие платежи (налоги, пошлины и т.д.) в t -м году, млн. руб.; I_t – инвестиции (капитальные вложения) в t -м году, млн. руб.; T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет; E – ставка дисконтирования.

Ставка дисконтирования учитывает ставку рефинансирования Национального банка Республики Беларусь или фактическую ставку процента по долгосрочным кредитам банка, индекс цен (в необходимых случаях может учитываться надбавка за риск, которая добавляется к ставке дисконтирования для безрисковых вложений) и принимается для расчета в соответствии с Инструкцией равной 10 %, или $E = 0,1$.

Положительное значение чистого дисконтированного дохода свидетельствует об экономической целесообразности реализации энергосберегающего мероприятия.

В год осуществления первоначальных капитальных вложений ($t = 0$) чистый дисконтированный доход равен: $ДД_0 = -I_0$.

Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) (значение ставки дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю) находится путем решения следующего уравнения:

$$\sum_{t=0}^T (D - Z) \cdot (1 + E_{вн})^{-t} = \sum_{t=0}^T I \cdot (1 + E_{вн})^{-t},$$

или графическим методом.

Если рассчитанная внутренняя норма доходности оказывается выше нормативной ставки дисконтирования 0,1, то энергосберегающее мероприятие экономически эффективно.

При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких более эффективным является мероприятие с более высокой внутренней нормой доходности.

Индекс прибыльности ($\Pi_{п}$) (выше был представлен как индекс доходности) определяется как отношение разности дохода и затрат при реализации мероприятия к величине капитальных вложений (нарастающим итогом за расчетный период T):

$$\Pi_{п} = \frac{\sum_{t=1}^T (D_t - Z_t) \cdot (1 + E)^{-t}}{I_0 + \sum_{t=1}^T I_t \cdot (1 + E)^{-t}}.$$

Индекс прибыльности тесно связан с чистым дисконтированным доходом. Если ДД положителен, то $\Pi_{п} > 1$, и наоборот. Мероприятие считается экономически эффективным, если $\Pi_{п} > 1$.

При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких более эффективным является мероприятие с более высоким индексом прибыльности.

Оценка эффективности реализованного мероприятия осуществляется в соответствии с формулами, приведенными выше, на основании фактических данных по капитальным вложениям, эксплуатационным затратам и денежным поступлениям (бухгалтерский учет, статистическая отчетность) по состоянию на последний день года, предшествующего году проведения оценки мероприятия.

Примеры расчетов эффективности энергосберегающих мероприятий приведены ниже.

Пример 5.1. На предприятии планируется внедрение энергосберегающего мероприятия, требующее капитальных вложений в размере 125,3 млн р. Расчетная годовая экономия 33,4 млн р., расчетный период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, 10 лет.

Расчет капитальных вложений и годовой экономии производится в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, разрабатываемыми Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

Определяется простой срок окупаемости:

$$T_{\Pi} = T_n = \frac{125,3}{33,4} = 3,75 \text{ года},$$

что соответствует принимаемой величине показателя.

Для принятия решения о финансировании энергосберегающего мероприятия рассчитываются чистый дисконтированный доход (ДД), внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) и индекс прибыльности ($\Pi_{\text{и}}$).

Метод, учитывающий стоимость денег с учетом доходов будущего периода, называется дисконтированием. В целях оценки энергосберегающего мероприятия этот термин означает приведение будущей стоимости денег к настоящей стоимости при помощи годового процента, называемого ставкой дисконтирования:

$$НС = БС(1 + E)^{-T},$$

где НС – настоящая стоимость, млн. руб.; БС – будущая стоимость, млн. руб.; E – ставка дисконтирования; T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет.

Рассчитывается настоящая стоимость денег для первого года:

$$НС_1 = 33,43 (1 + 0,1)^{-1} = 30,391 \text{ млн р.},$$

для второго года

$$НС_2 = 33,43 (1 + 0,1)^{-2} = 27,628 \text{ млн р.},$$

и т.д.

Рассчитывается чистый дисконтированный доход при нормативной ставке дисконтирования $E_1 = 0,1$ и при ставке дисконтирования $E_2 = 0,12$ с использованием значений из таблицы 5.2. Полученные данные сводятся в таблицу 5.1. Строится график при значениях чистого дисконтированного дохода в пятом году: $ДД_5 = (+1,426)$ млн. руб. при $E_1 = 0,1$ и $ДД_5 = (-4,792)$ млн руб. при $E_2 = 0,12$ (год, в котором чистый дисконтированный доход имеет положительное и отрицательное значения).

Внутренняя норма доходности определяется в точке, соответствующей нулевому значению чистого дисконтированного дохода, и равна 0,104 (см. табл. 5.1 и рис. 5.1).

При расчете индекса прибыльности используются итоговое значение графы «Настоящая стоимость» и значение капитальных вложений из таблицы 5.1:

$$\Pi_{\text{и}} = \frac{204,413}{125,4} = 1,64.$$

Таким образом, в результате расчета полученные значения чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности и индекса прибыльности подтверждают эффективность использования средств, направляемых на выполнение данного энергосберегающего мероприятия.

Расчет указанных показателей и построение графиков удобно выполнять при помощи компьютера с применением приложения Microsoft Excel и встроенного мастера диаграмм. При расчете чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности можно использовать финансовые функции НПЗ и ВНДОХ рабочего листа Microsoft Excel соответственно.

Таблица 5.1
(млн руб.)

Год	Кап. вложения	Экономия	Настоящая стоимость	Чистый дисконтированный доход при $E = 0,1$	Чистый дисконтированный доход при $E=0,12$
0	125,3	–	–	–125,300	–125,300
1	–	33,43	30,391	–94,909	–95,452
2	–	33,43	27,628	–67,281	–68,802
3	–	33,43	25,116	–42,165	–45,007
4	–	33,43	22,833	–19,331	–23,761
5	–	33,43	20,757	1,426	–4,792
6	–	33,43	18,870	20,296	12,144
7	–	33,43	17,155	37,451	27,266
8	–	33,43	15,595	53,047	40,768
9	–	33,43	14,178	67,224	52,823
10	–	33,43	12,889	80,113	63,587
ИТОГО	125,3	334,30	205,413		

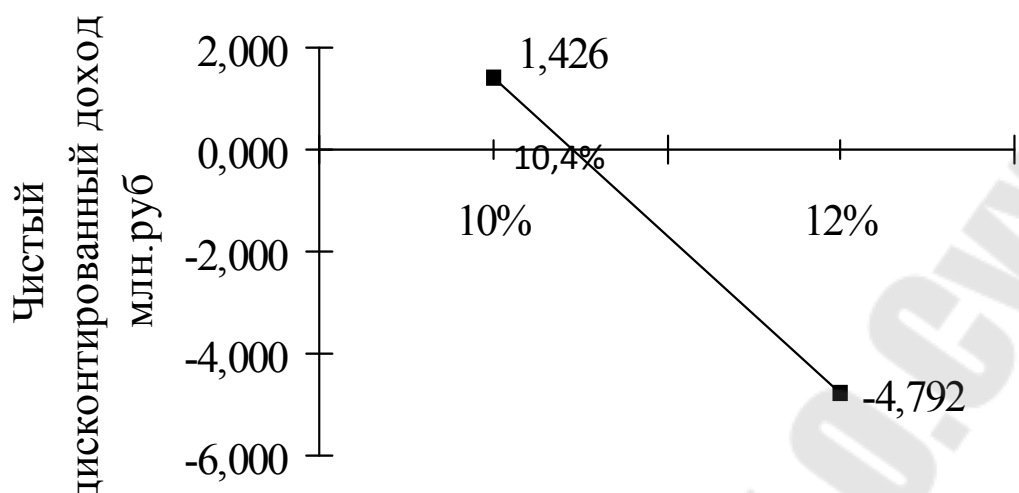


Рисунок 5.1 – Определение внутренней нормы доходности

Таким образом, внутренняя норма доходности составила:
 $E_{вн} = 0,104$.

Таблица 5.2 – Значения коэффициента $(1+E)^{-t}$ при различных значениях E

Год	10%	12%	14%	15%	16%	18%	20%	24%	28%
1	0,909	0,893	0,877	0,870	0,862	0,847	0,833	0,806	0,781
2	0,826	0,797	0,769	0,756	0,743	0,718	0,694	0,650	0,610
3	0,751	0,712	0,675	0,658	0,641	0,609	0,579	0,524	0,477
4	0,683	0,636	0,592	0,572	0,552	0,516	0,482	0,423	0,373
5	0,621	0,567	0,519	0,497	0,476	0,437	0,402	0,341	0,291
6	0,564	0,507	0,456	0,432	0,410	0,370	0,335	0,275	0,227
7	0,513	0,452	0,400	0,376	0,354	0,314	0,279	0,222	0,178
8	0,467	0,404	0,351	0,327	0,305	0,266	0,233	0,179	0,139
9	0,424	0,361	0,308	0,284	0,263	0,225	0,194	0,144	0,108
10	0,386	0,322	0,270	0,247	0,227	0,191	0,162	0,116	0,085

При привлечении финансовых средств (кредиты банка, заемные средства), используемых для финансирования энергосберегающих мероприятий, целесообразно использовать показатель – динамический срок окупаемости (T_d), определяющий фактический период времени, в течение которого инвестиционные вложения покрываются суммарными доходами от внедрения мероприятия, т.е. фактический срок возможного возврата кредита или других заемных инвестиций. Иногда его называют сроком возмещения или возврата затрат.

Динамический срок окупаемости (T_d) на практике определяется графическим методом (рисунок 5.2). На горизонтальной оси X откла-

дываются равные промежутки времени, соответствующие годам расчетного периода T . По вертикальной оси Y откладываются величины чистого дисконтированного дохода (ДД) в соответствующем году.

Строится график на основании данных, приведенных в таблице 5.1.



Рисунок 5.2 – Определение динамического срока окупаемости

Точка пересечения кривой с осью X определяет динамический срок окупаемости, равный 4,9 года, что меньше устанавливаемой величины показателя – 8 лет.

Таким образом, возврат заемных средств (кредитов банка) возможен по истечению 5 лет после начала инвестирования и внедрения энергосберегающего мероприятия.

Пример 5.2. На практике при оценке эффективности энергосберегающих мероприятий для предприятий необходимо учитывать реальные условия их функционирования.

Выполним расчет экономической эффективности для предприятия от внедрения частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата. Тип насоса – 12НДС, электродвигатель номинальной мощностью $N_{ном} = 132$ кВт, скорость вращения электродвигателя $n = 1480$ об/мин.

Величина экономии электрической энергии за счет внедрения регулируемого электропривода насоса составит:

$$\Delta W = 187902 - 95801 = 92101 \text{ кВт.ч.}$$

Экономия в стоимостном выражении:

$$\Delta \mathcal{E}_{год} = C_{э} \times \Delta W_{год} ,$$

где $C_{э} = 1372,4$ руб. – цена 1 кВт·ч электроэнергии, определена по данным о потреблении и оплате за электроэнергию.

Тогда экономия денежных средств составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = 1372,4 \times 92,1 = 126,4, \text{ млн руб.}$$

Оценку экономической эффективности производим на основе сопоставления ожидаемых финансовых результатов и затрат от внедрения мероприятия по системе следующих показателей:

1. Простой срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рзп}}}{\Delta \mathcal{E}},$$

где $\Delta \mathcal{E} = 126,4$ млн руб./год – стоимость сэкономленной электрической энергии (92101 кВт·ч) за счет внедрения инвестиционного проекта по установке частотно-регулируемого электропривода; $K_{\text{рзп}}$ – капиталовложения в мероприятие, включающее стоимость частотно-регулируемого электропривода и прочие затраты на монтаж и наладку оборудования:

– стоимость выбранного регулируемого электропривода $C_{\text{рзп}}$ согласно договорной цене фирмы-поставщика, составляют 161,4 млн руб.;

– стоимость электротехнических устройств и контрольно-измерительных приборов составляет ориентировочно 3-5 % от стоимости регулируемого электропривода (принимаем 3%);

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рзп}} + (0,03) \times C_{\text{рзп}}, \text{ млн руб.},$$

$$C_{\text{об}} = 161,4 + (0,03) \times 161,4 = 166,2 \text{ млн руб.};$$

– стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования $C_{\text{об}}$ (принимаем 5%);

– стоимость пусконаладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования (принимаем 3%).

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рзп}} = C_{\text{об}} + 0,05 \times C_{\text{об}} + 0,03 \times C_{\text{об}}, \text{ млн руб.}$$

$$K_{\text{рзп}} = 166,2 + 0,05 \times 166,2 + 0,03 \times 166,2 = 179,5 \text{ млн руб.}$$

Простой срок окупаемости затрат составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{179,5}{126,4} = 1,42 \text{ года.}$$

Финансирование мероприятия может осуществляться за счет собственных средств предприятия.

2. Чистая дисконтированная стоимость (экономический эффект от внедрения инвестиционного проекта за весь срок его жизни T):

$$NPV = PV - CI,$$

где PV – текущая стоимость проекта на протяжении жизненного цикла, руб.; CI – капитальные вложения, руб.

$$PV = \sum_{t=0}^T P_t \cdot d_t,$$

где T – срок жизни проекта, принимаем 6 лет; P_t – финансовый результат использования проекта в текущем году t , руб.; d_t – коэффициент дисконтирования текущего года:

$$d_t = \frac{1}{(1+r)^t},$$

где r – норма дисконтирования, величина которой определяется источником финансирования инвестиционного проекта, принимаем для реальных условий $r = 40\%$; t – число лет, на которое результаты отстоят от момента вложения капитала.

При $r_1 = 0,4$ для первого года получаем следующие результаты.

Коэффициент дисконтирования для I года:

$$d_1 = \frac{1}{(1+0,4)^1} = 0,714;$$

текущая стоимость проекта для I года:

$$PV_1 = 126,4 \cdot 0,714 = 90,2 \text{ млн руб.};$$

чистая дисконтированная стоимость для I года:

$$NPV_1 = 90,2 - 179,5 = -89,3 \text{ руб.}$$

Аналогично ведется расчет для остальных лет. Результаты расчетов сводим в таблицу 5.3.

Проект считается эффективным, если накопленная ЧДС (NPV) в результате расчета является положительной величиной. В данном случае при $r = 40\%$ накопленная ЧДС (NPV):

$$NPV = 94,5 \text{ млн руб.},$$

является положительной величиной, значит, проект является эффективным.

3. Динамический срок окупаемости:

$$T_{\text{окд}} = t - \frac{NPV_t}{NPV_{t+1} - NPV_t},$$

где t – год реализации проекта, при котором величина NPV_t еще отрицательная:

$$T_{\text{окд}} = 2 - \frac{NPV_2}{NPV_3 - NPV_2} = 2 - \frac{-24,7}{21,3 + 24,7} = 2,54 \text{ года.}$$

Таблица 5.3 – Определение интегральной ЧДС внедрения регулируемого электропривода

Годы реализации проекта	СI, млн руб.	Pt, млн руб.	Дисконтный множитель, dt	PVt, млн руб.	Чистые приведенные затраты, NPVt, млн руб.
0	-179,5	0	1	179,5	-179,5
1		126,4	0,714	90,3	-89,2
2		126,4	0,510	64,5	-24,7
3		126,4	0,364	46,1	21,3
4		126,4	0,260	32,9	54,2
5		126,4	0,186	23,5	77,7
6		126,4	0,133	16,8	94,5
Итого	-179,5	758,4		274,0	



Рисунок 5.3 – Динамика чистой приведенной стоимости и определение динамического срока окупаемости

4. Среднегодовой экономический эффект:

$$NPV_{\text{ср.год}} = NPV \cdot a,$$

где a – переводной коэффициент совокупных затрат в однородные годовые величины в течение всего срока реализации проекта:

$$a = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} = \frac{0,4 \cdot (1+0,4)^6}{(1+0,4)^6 - 1} = 0,46;$$

$$NPV_{\text{ср.год}} = 94,5 \cdot 0,46 = 43,5 \text{ млн руб.}$$

5. Индекс доходности (ИД):

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (\Pi_t - O_t) \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t} = \frac{94,5}{179,5 \cdot 0,133} = 3,96.$$

Таблица 5.4 – Показатели эффективности мероприятия по внедрению частотно-регулируемого электропривода насоса оборотной системы водоснабжения завода

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Способ расчета	Значение
1	Капиталовложения в мероприятие	$K_{\text{рзп}}$	Млн руб	$K_{\text{рзп}} = C_{\text{об}} + 0,05 \times C_{\text{об}} + 0,03 \times C_{\text{об}}$	179,5
2	Простой срок окупаемости	Ток	лет	$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta W}$	1,42
3	Чистая дисконтированная стоимость	NPV	Млн руб	$NPV = PV - CI$	94,5
4	Динамический срок окупаемости	$T_{\text{окд}}$	лет	$T_{\text{окд}} = t - \frac{NPV_t}{NPV_{t+1} - NPV_t}$	2,54
5	Среднегодовой экономический эффект	$NPV_{\text{ср.год}}$	Млн руб	$NPV_{\text{ср.год}} = NPV \cdot a$	43,5
6	Индекс доходности	ИД	О.е.	$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (\Pi_t - O_t) \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t}$	3,96

Согласно приведенным расчетам, внедрение частотно-регулируемого электропривода насоса оборотной системы водоснабжения является экономически эффективным мероприятием для предприятия.

Пример 5.3. Для автоматизации расчетов показателей экономической эффективности энергосберегающих мероприятий разработаны технико-экономическая модель и программа для ПЭВМ [16], позволяющие решать следующие задачи:

- произвести оценку целесообразности замены морально устаревшего электротехнического оборудования на современное энергоэффективное;
- выполнять оценку экономической и энергетической эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий;
- осуществлять оптимальный выбор среди широкого ассортимента современного электротехнического оборудования с учетом ряда факторов.

Программа для оценки эффективности энергосберегающих мероприятий позволяет оценить эффективность замены любого оборудования на более энергоэффективное.

Так, например, для оценки эффективности замены старых светильников с лампами накаливания на энергосберегающие светильники с люминесцентными лампами необходимо ввести следующие данные (рисунок 5.4):

- срок службы светильников, лет;
- количество светильников;
- цену нового светильника и, если известно, ликвидационную стоимость старого светильника;
- номинальную мощность одного источника света в светильнике, срок службы (в часах) и его цену, количество источников света в светильнике;
- время работы светильников;
- желаемый срок реализации проекта, т.е. период, за который пользователь (инвестор) желает оценить показатели эффективности энергосберегающего мероприятия;
- ставку рефинансирования банка (либо процент по кредиту, для определения нормы дисконтирования), стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и среднегодовой рост тарифов на электроэнергию, %.

Если оценивается эффективность замены элементов оборудования, например, источников света, то во все окна раздела «Затраты на приобретение оборудования» заносится ноль, а параметры источников света заносятся в раздел «Эксплуатационные затраты».

Электрооборудование

ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

	Старый электроприбор	Новый электроприбор
Срок службы прибора, лет	10	15
Количество электроприборов	1	1
Цена электроприбора, руб	0	100000

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

Мощность, Вт	100	20
Срок службы, ч	1000	8000
Количество	2	2
Цена, руб	800	8000
Время работы, ч/сут		4
Время работы, дн/нед		5
Желаемый срок реализации проекта, мес		36
Ставка рефинансирования %		14
Цена электроэнергии, руб/кВт*ч		173
Среднегодовой рост тарифов на электроэнергию, %		10

Назад Ввод

Рисунок 5.4 – Диалоговое окно программы «Эффективность энергосбережения» (ввод исходных данных)

В результате работы программы пользователь получает результаты расчетов следующих показателей (рисунок 5.5):

- годовой энергетический эффект;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- сравнительная цена;
- динамический срок окупаемости.

	При заданном сроке реализации	За срок жизни проекта
Динамический срок окупаемости, мес	47 (3,9 лет)	
Срок жизни проекта, мес	180,0	
Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч	166,9	
Чистый дисконтированный доход, руб	-20601,11	115094,39
Индекс доходности	0,79	2,15
Сравнительная цена нового прибора, руб	119849,7	221675,6
Сравнительная цена старого прибора, руб	99248,6	336769,9

Назад Начало

Рисунок 5.5 – Диалоговое окно программы «Эффективность энергосбережения» (результаты)

ЗАДАНИЕ 5.1. Для варианта задания согласно таблице 5.5 рассчитать показатели экономической эффективности энергосберегающего мероприятия. Результаты представить в виде таблицы 5.4.

ЗАДАНИЕ 5.2. Взять у преподавателя исходные данные по реальному энергосберегающему мероприятию (слушатель может сам предложить энергосберегающее мероприятие для расчета) и выполнить оценку его эффективности с помощью компьютерной программы «Эффективность энергосбережения».

Таблица 5.5 – Мероприятия по энергосбережению

64

№	Наименование мероприятия	Экономия ТЭР			Годовой экономический эффект		Кап. вложения, тыс. руб.
		Эл. энергия, тыс. кВт-ч	Тепловая энергия, Гкал	Топливо, т у.т.	В условном топливе, т у.т.	тыс. руб.	
1	Замена светильников электрического освещения	252,8			70,8	294765	567500
2	Замена насосного агрегата	78,6			22,0	91648	335560
3	Модернизация системы снабжения сжатым воздухом	3129			876,1	3648414	5128000
4	Внедрение устройства управления энергопотреблением в ТП10-1	7			2,0	8162	25500
5	Внедрение регулируемого электропривода насоса	13,1			3,7	15275	39440
6	Замена трансформаторов	16,4			4,6	19122	88202
7	Внедрение автоматических БСК на стороне 0,4 кВ ТП	16,3			4,6	19006	66861
8	Установка теплоотражающих экранов за отопительными приборами	-	3,0	-	0,53	1396,4	1107,5
9	Терморенновация здания АБК	-	80,22	-	14,04	37516,96	362614
10	Замена остекления в здании АБК	-	49,9	-	8,73	23327,0	89784
11	Внедрение автоматики на снижение температуры в нерабочее время	-	53,9	-	9,43	25222,59	81800
12	Замена теплогенераторов ТГТ-30 в сборочном цехе	-	-	209,0	209,0	586683,9	348816,0

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалев, В. В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности.– М.: Финансы и статистика, 1996.
2. Поспелова, Т. Г. Основы энергосбережения. – Мн.: УП «Технопринт», 2000. – 356 с.
3. Инструкция по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий. Утверждено постановлением министерства экономики Республики Беларусь, министерства энергетики Республики Беларусь и комитета по энергоэффективности при совете министров Республики Беларусь 24 декабря 2003 г. № 252/45/7.
4. Инструкция по расчету целевых показателей по энергосбережению (утверждена Председателем Госстандарта РБ 07.02.2011).
5. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности / под общ. ред. В. И. Стражева. Мн.: 2003.
6. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий (с изменениями и дополнениями). Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь. – Мн., 2003.
7. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
8. Управление инвестициями: в 2 т. / В. В. Шеремет [и др.] – М. : Высш. шк., 1998.
9. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя /Л. Н. Стабровский // Энергия и Менеджмент.– 2005.– № 3.– С. 31–35.
10. Понижение с повышением / В. Панов // Промышленная безопасность.– 2008.– № 4.– С. 35–36.
11. ТКП 45-2.04-43-2006 Строительная теплотехника.
12. Колесник, Ю. Н. Многофакторная оценка эффективности распределительных трансформаторов в условиях роста цен на электроэнергию / Ю. Н. Колесник, М. Н. Кузнецов, В. В. Савочкина // Вестник УО ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2010. – № 3.
13. Колесник, Ю. Н. Оценка эффективности долгосрочных энергосберегающих мероприятий с учетом роста цен на электроэнергию / Ю. Н. Колесник, А. В. Иванейчик, М. Н. Кузнецов // Энергетика и ТЭК № 11. – Мн. – 2008. – с. 40–42.

14. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. – М.: Издательство «Мастерство», 2002. – 320 с: ил.

15. Энергетические характеристики насосных станций. / Б. П. Тихоненков, А. Ф. Шаповал, В. П. Богомоллов. // Промышленная энергетика. – 1998. – № 2.

16. Колесник, Ю. Н., Беляй А.Н. Автоматизированная расчетно-справочная система для повышения эффективности электроснабжения промышленных предприятий // Энергетика и ТЭК. – 2014 – №8. – С. 60-64

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОСОБЕННОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ КАК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	4
2. РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ	10
3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА	15
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ.....	21
4.1. Оценка энергоэффективности очистки трубопровода	21
4.2. Снижение потерь электроэнергии в системах электроснабжения.....	28
4.3. Регулирование производительности насосных агрегатов с помощью частотных преобразователей.....	35
4.4. Снижение расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию... ..	42
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	48
5.1. Общие положения оценки эффективности энергосбережения	48
5.2. Действующие критерии оценки эффективности энергосберегающего мероприятия.....	50
ЛИТЕРАТУРА	65

Колесник Юрий Николаевич

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

**по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-70 05 75
«Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

В авторской редакции

Подписано в печать 20.03.15.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 4,32.

Изд. № 2.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого».

Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48