МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ

РД 39 - 30 - 1059 - 84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

Утверждены
первым заместителем
министра
В.И.Кремневым
II марта 1984г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ

РД 39-30-1059-84

1984

Методические указания по определению экономической эффективности АСУ магистральными нефтепроводами (АСУМН) составлены в соответствии с "Методикой определения экономической эффективности автоматизированных систем управления предприятиями и производственными объединениями", утвержденной постановлением ГКНТ, Госплана СССР и Академии наук СССР 6 февраля 1978 г. № 30/15/П [1], и являются обязательными для предприятий и организаций нефтепроводного транспорта и организаций других министерств и ведомств, разрабатывающих АСУМН.

Методические указания предназначены для определения стоимостных и натуральных показателей экономической эффективности АСУ магистральными нефтепроводами (АСУТП, АСУП, АСУОТ) на стадии промышленной эксплуатации и стадиях развития.

Стадии развития АСУМН: вновь строящиеся, реконструируемые, расширяемые, техническое перевооружение [2,3,4].

Методические указания разработаны отделом АСУ-нефть ВНИИСПТнефти совместно с Главтранснефтью Миннефтепрома.

Разработчики: Гусаров А.М., Мартынов А.П., Ильясова Р.А., Ижакова С.Т.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ

РД 39-30-1059-84

Вводится взамен

РД 39-30-415-80

Приказом Министерства нефтяной промышленности

от "13" июня 1984 г. № 360

Срок введения установлен с 01.08.84

Срок действия до 31.12.89

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Основным показателем, определяющим экономическую целесообразность затрат на создание АСУМН, является годовой экономический эффект.

При необходимости выбора варианта вложения средств в различные мероприятия, направленные на повышение эффективности производства, включая создание АСУМН на стадии научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, расчеты производятся по "Методике определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", утвержденной постановлением ГКНТ, Госплана СССР, Академии наук СССР и Госкомизобретений от 14 февраля 1977г. № 48/16/13/3. В расчетах используется единый нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений ($E_н$) равный 0,15. Он же применяется для определения размера фондов экономического стимули-

рования по созданию, освоению и внедрению новой техники на основе заказ-нарядов (договоров).

Для определения хозрасчетных стоимостных показателей эффективности АСУМН применяется отраслевой нормативный коэффициент экономической эффективности равный 0,39 [5] .

I.2. При решении АСУМН социальных и других специальных задач следует руководствоваться указаниями п.7. Методики [I] .

I.3. Хозрасчетными показателями экономической эффективности АСУМН являются:

I.3.I. Стоимостные показатели.

I.3.I.I. Годовой прирост прибыли.

I.3.I.2. Расчетный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений (срок окупаемости).

I.3.2. Натуральные показатели.

I.3.2.I. Экономия электроэнергии.

I.3.2.2. Увеличение объема перекачки нефти.

I.3.2.3. Сокращение трудоемкости решения функциональных задач.

I.4. Хозрасчетные показатели, определенные в соответствии с настоящими Методическими указаниями, служат основой для

I.4.I. Разработки и экономического обоснования проектов пятилетних и годовых планов экономического и социального развития УМН.

Хозрасчетные показатели экономической эффективности АСУМН в планах УМН учитываются в течение всего периода, в котором АСУМН (автоматизированная задача) обеспечивает повышение технико-экономических показателей транспортирования и поставки нефти, но не более шести лет [6] .

I.4.2. Использования во всех видах учета и отчетности УМН.

I.5. При определении эффективности АСУМН учитываются ис-

точники, указанные в [8] . Реализация источников эффективности осуществляется через промышленную эксплуатацию автоматизированных комплексов функциональных задач, предусмотренных [8] .

Состав задач каждого комплекса указан в приложении I Методических указаний. В случае автоматизации функциональных задач сверх установленного состава каждая новая задача, в зависимости от ее организационно-экономической сущности, относится к одному из комплексов задач, указанных в приложении I.

Примечание. При определении набора задач АСУМН предпочтительно обеспечивать автоматизацию каждой функции по всем фазам управления: планирование, оперативно-диспетчерское управление, учет.

I.6. При определении экономической эффективности АСУМН должны быть выдержаны следующие условия.

I.6.I. Все показатели должны быть сопоставимы (во времени, по ценам и тарифным ставкам, по элементам затрат).

I.6.2. Оптовые цены, тарифы и ставки заработной платы должны быть действующими на момент расчета.

I.6.3. Базой для сравнения являются фактические показатели производственно-хозяйственной деятельности УМ: за год, предшествующий вводу системы автоматизированных задач в промышленную эксплуатацию с учетом изменения этих показателей на год расчета (без учета влияния автоматизации), при соблюдении требования однородности к выборке.

Если АСУМН внедряется на строящемся предприятии, базой для сравнения являются проектные технико-экономические показатели.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХОЗРАСЧЕТНЫХ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АСУМН

2.I. Порядок расчета годового прироста прибыли (годовой экономии)

2.I.I. Стадия промышленной эксплуатации автоматизированных задач.

2.I.I.I. Находящимися в промышленной эксплуатации считаются АСУМН, имеющие акты приемки системы в эксплуатацию. Датой ввода в эксплуатацию АСУМН считается дата подписания акта комиссией [2].

2.I.I.2. Прирост прибыли от функционирования автоматизированных задач определяется по формуле:

$$П^{\Delta} = 15 \cdot 10^{-4} Ш + \sum_{j=1}^{m} N_j (K_{Aj} \cdot П_{\phi} + K_{cj} \cdot A_{\phi}), \qquad (I)$$

где

$$N_j = \sum_{i=1}^{n_j} \frac{Z_{ji}^{no}}{Z_{ji}} ; (j = 1, \ldots m) ; \qquad (2)$$

Z_{ji}^{no} – число задач i-го комплекса j-ой функции, находящихся в промышленной эксплуатации (извлекается из "Плана-графика работы ИВЦ и отдела АСУТП УМН", раздел "Эксплуатация задач");

Z_{ji} – общее число задач i-го комплекса j-ой функции, указанных в приложении I;

n_j – число находящихся в промышленной эксплуатации комплексов автоматизированных задач j-ой функции (извлекается из "Плана-графика работы ИВЦ и отдела АСУТП УМН", раздел "Эксплуатация задач");

m – число автоматизируемых функций управления;

$П_{\phi}$ – прибыль, полученная УМН за рассматриваемый период,

тыс.руб. (извлекается из формы I2-ТТ, стр.I0, графа 4 годового отчета по основной деятельности УМН);

$Ш$ - штрафы, пени, неустойки, тыс.руб. (Извлекается из ф. № 20, стр.20);

K_{Aj} - коэффициент, учитывающий долю прироста прибыли, полученной в результате промышленной эксплуатации автоматизированных задач j-ой функции в общем объеме прибыли от реализации нефти по УМН (приложение I);

K_{cj} - коэффициент, учитывающий долю снижения затрат на транспортирование нефти, полученной в результате промышленной эксплуатации автоматизированных задач j-ой функции (приложение I);

$A_{ф}$ - годовой объем реализации нефти после внедрения в эксплуатацию автоматизированных задач, тыс.руб. (извлекается из формы I2-ТТ, стр.0I, графа 4).

Примечание. Наименование комплексов задач и автоматизируемых функций управления, находящихся в промышленной эксплуатации, должно быть приведено в соответствие с приложением I.

В случае автоматизации функциональных задач сверх установленного Приложением I состава (см.п.I.5) при расчете N_j по формуле (2) Z_{jL} должно быть увеличено на то же количество задач сверх установленного состава.

2.I.I.3. Прирост прибыли (годовой экономии) за счет экономии от снижения себестоимости ($П_c^A$) определяется по формуле

$$П_c^A = \sum_{j=1}^{m} N_j \cdot K_{cj} \cdot A_{ф} \qquad (3)$$

2.I.2. Стадии развития АСУМН

Вновь строящаяся АСУМН - это система, создающаяся по первоначально утвержденному проекту.

Реконструируемая АСУМН - это система, которая подвергается, в соответствии с новым проектом, частичному переоборудованию или переустройству с целью устранения диспропорций в технологических звеньях сбора, подготовки, передачи, обработки и отображения информации.

Расширяемая АСУМН - это действующая система, которая дополнительно оснащается в соответствии с утвержденным планом общим и специальным программным обеспечением, внемашинным и внутримашинным информационным обеспечением.

Техническое перевооружение АСУМН - это осуществление в соответствии с действующим планом технического развития УМН по проектам и сметам на отдельные объекты или виды работ комплекса мероприятий по повышению до современных требований уровня технического, информационного и программного обеспечения системы путем модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного комплекса технических средств более производительным.

2.I.2.I. Ожидаемый прирост прибыли (годовой экономии) от внедрения автоматизированных задач определяется по формуле:

$$П_p^A = П_1 \sum_{j=1}^{m} N_j^p \cdot K_{ij} + A_1 \sum_{j=1}^{m} N_j^p \cdot K_{cj} \quad , \qquad (4)$$

где

$$N_j^p = \frac{\sum_{i=1}^{n_j^p} Z_{ji}^{po}}{Z_{ji}} \quad ; \qquad (5)$$

$П_I$ - плановая прибыль от реализации нефти до внедрения в промышленную эксплуатацию вновь автоматизированных задач, тыс. руб. (извлекается из "Плановых расчетных показателей товарооборота, реализации, издержек и плана прибыли на год", стр.6);

A_I - плановый годовой объем реализации нефти до внедре-

ния в промышленную эксплуатацию вновь автоматизированных задач, тыс.руб. (извлекается из "Плановых расчетных показателей товарооборота, реализации, издержек и плана прибыли на год", стр.2);

Z_{ji}^{po} - число задач i-го комплекса j-ой функции управления, автоматизированных на стадии развития (извлекается из "Плана-графика работы ИВЦ и АСУТП УМН", раздел "Разработка задач")

Z_{ji} - общее число задач i-го комплекса j-ой функции, указанных в приложении I.

n_j^p - число комплексов j-ой функции управления, автоматизируемых на стадии развития (извлекается из "Плана-графика работы ИВЦ и отдела АСУТП УМН", раздел "Разработка задач").

Примечание. Наименование комплексов задач и автоматизируемых функций управления, находящихся на стадии развития должно быть приведено в соответствие с Приложением I. В случае автоматизации функциональных задач сверх установленного Приложением I состава (см.п.I.5) при расчете N_j^p по формуле (5) Z_{ji} должно быть увеличено на то же количество задач сверх установленного состава.

2.2. Порядок расчета эффективности капитальных вложений

2.2.I. Стадия промышленной эксплуатации системы

2.2.I.I. Расчетный срок окупаемости АСУМН определяется по формуле:

$$T = \frac{K^A}{\Pi^A}, \qquad (6)$$

где K^A - капитальные вложения на автоматизацию решения функциональных задач, тыс.руб. (изв.из годового отчета по основной деятельности УМН, формы № II "О наличии и движении основных средств (фондов) и амортизационного фонда" статьи затрат "Вычислительная техника" форма № II, стр.I80, графа 2).

$П^{А}$ – годовой прирост прибыли (годовая экономия), полученная по формуле (I).

2.2.I.2. Расчетный коэффициент эффективности капитальных вложений рассчитывается по формуле $$E = \frac{П^{А}}{К^{А}} \geq E_{НВТ}, \quad (7)$$

где $E_{НВТ}$ = 0,39 – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений на создание АСУМН.

2.2.2. Стадия развития АСУМН

2.2.2.I. Расчетный срок окупаемости капитальных вложений на развитие АСУМН определяется по формуле

$$T_{р} = \frac{К^{А}_{р}}{П^{А}_{р}}, \quad (8)$$

где $К^{А}_{р}$ – прирост основных фондов, связанных с развитием АСУМН, тыс.руб. (извлекается из "Плана капитального строительства" форма 7, стр. "Капитальные вложения на развитие и внедрение вычислительной техники").

$П^{А}_{р}$ – ожидаемый прирост прибыли от внедрения автоматизируемых задач, получаемый по формуле (4).

2.2.2.2. Расчетный коэффициент эффективности капитальных вложений определяется по формуле

$$E_{р} = \frac{П^{А}_{р}}{К^{А}_{р}} \geq E_{НВТ} \quad (9)$$

2.2.2.3. На стадии расширения АСУМН показатели Т и Е не рассчитываются.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХОЗРАСЧЕТНЫХ НАТУРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АСУМН

3.I. Порядок расчета экономии электроэнергии

3.I.I. Стадия промышленной эксплуатации автоматизированных задач.

$$\mathcal{Э}_{ф}^{\Delta} = \beta \cdot \mathcal{Э}_{ф} \sum_{j=1}^{m} N_j^{э} \cdot K_{cj} , \qquad (10)$$

где

$$N_j^{э} = \sum_{i=1}^{n_j^{э}} \frac{Z_{ji}^{пэ}}{Z_{ji}^{э}} , \ (j = 1, \dots m) ; \qquad (11)$$

$\mathcal{Э}_{ф}^{\Delta}$ - экономия электроэнергии от промышленной эксплуатации автоматизированных задач, тыс.кВт.ч;

K_{cj} - значения коэффициентов даны в приложении I;

β = 200 - коэффициент перевода стоимостного показателя экономии электроэнергии в натуральный показатель;

$Z_{ji}^{пэ}$ - число задач i-го комплекса j-той функции, обеспечивающих экономию электроэнергии и находящихся в промышленной эксплуатации (извлекается из "Плана-графика работ ИВЦ и отдела АСУТП УМН" , раздел "Эксплуатация задач");

$Z_{ji}^{э}$ - общее число задач i-го комплекса j-ой функции, обеспечивающих экономию электроэнергии, указанных в приложении I;

$n_j^{э}$ - число находящихся в промышленной эксплуатации комплексов автоматизированных задач j-ой функции, обеспечивающих экономию электроэнергии;

$\mathcal{Э}_{ф}$ - фактическое годовое потребление электроэнергии покупной, тыс.кВт · ч (извлекается из формы № II-СН (краткая), раздел "Электроэнергия", стр.9100).

3.I.2. Стадии развития АСУМН

$$\mathcal{Э}_{р}^{\Delta} = \beta \cdot \mathcal{Э}_{пл} \sum_{j=1}^{m} N_j^{рэ} \cdot K_{cj} . \qquad (12)$$

где

$$N_j^{рэ} = \sum_{i=1}^{n_j^{э}} \frac{Z_{ji}^{рэ}}{Z_{ji}^{э}} ; \qquad (13)$$

$Э_{р}^{ожид}$ - ожидаемая экономия электроэнергии от внедрения в промышленную эксплуатацию автоматизированных задач, тыс.кВт·ч;

$Э_{пл}$ - плановая потребность в электроэнергии покупной на год внедрения автоматизированных задач, тыс.кВт·ч (извлекается из "Утвержденного плана электропотребления по УМН");

$Z_{ji}^{рэ}$ - число задач i-го комплекса j-ой функции управления, обеспечивающих экономию электроэнергии, автоматизируемых на стадии развития (извлекается из "Плана-графика работ ИВЦ и отдела АСУТП УМН", раздел "Разработка задач");

$Z_{ji}^{э}$ - число задач i-го комплекса j-ой функции, обеспечивающих экономию электроэнергии, указанных в приложении I;

$n_{j}^{э}$ - общее число комплексов j-ой функции управления, обеспечивающих экономию электроэнергии, автоматизируемых на стадии развития.

3.I.3. Для определения доли от общей экономии электроэнергии ($Э^{д}$), приходящейся на эксплуатацию автоматизированных задач, оптимизирующих технологические процессы транспортирования нефти, следует пользоваться порядком расчета, указанным в приложении 2.

3.2. Порядок расчета экономии трудозатрат

3.2.I. Внедрение АСУМН образует в сфере управлении эффект по двум натуральным показателям:

снижение затрат времени на обработку информации и условное высвобождение численности работающих.

3.2.2. До внедрения автоматизированных задач величина трудозатрат определяется нормативными затратами на переработку информации в соответствии с "Едиными нормами времени (выработки) на работы, выполняемые на клавишных и перфорационных вычислительных машинах", утвержденными Государственным комитетом СМ СССР по труду и социальным вопросам (постановление № 46 от

I7 февраля 1977 года [9] . Указанные трудозатраты по задачам приведены в приложении I.

3.2.3. В случае, когда находящиеся в эксплуатации задачи не отражены в приложении I, исходные данные для определения эффективности рассчитываются сотрудниками ИВЦ. При этом время ручного счета определяется по нормативам, указанным в [9] , время счета на ЭВМ и периодичность решения задач определяется по статистическим данным ИВЦ.

3.2.4. Годовые затраты времени на обработку информации на ЭКВМ на стадии промышленной эксплуатации и стадиях развития АСУМ определяется по формуле:

$$t_{эквм} = \sum_{i=1}^{n} \frac{t_i K_i}{60}, \qquad (I4)$$

где t_i - время обработки информации на ЭКВМ по i-й задаче, мин. (извлекается из Приложения I, графа 6);

K_i - периодичность решения i-й задачи в течение года (извлекается из Приложения I, графа 4);

n - количество задач, по которым обрабатывается информация в рассматриваемом году.

3.2.5. Затраты времени в пересчете на год на обработку информации с использованием ЭВМ на стадии промышленной эксплуатации и стадии развития определяется по формуле:

$$t_{эвм} = \sum_{i=1}^{n} \frac{t_i' K_i}{60}, \qquad (I5)$$

где t_i' - время обработки информации на ЭВМ по i-ой задаче, мин. (извлекается из приложения I, графа 7).

3.2.6. Экономия затрат времени определяется по формуле

$$Э_т = t_{эквм} - t_{эвм} \qquad (I6)$$

3.2.7. Условное высвобождение численности работающих в сфере управления от применения ЭВМ при обработке информации на стадии промышленной эксплуатации определяется по формуле:

$$Ч = \frac{Э_Т}{t_{Тф}} - R_{ф}, \qquad (I7)$$

где $t_{Тф}$ - фактическое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году, (извлекается из данных "Табеля учета использования рабочего времени");

$R_{ф}$ - фактическая штатная численность персонала по обслуживанию ЭВМ, чел. (извлекается из "Штатного расписания УМН").

3.2.8. Условное высвобождение численности работающих в сфере управления от применения ЭВМ при обработке информации на стадии развития определяется по формуле:

$$Ч = \frac{Э_Т}{t_Т} - R, \qquad (I8)$$

где $t_Т$ - плановое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году;

R - штатная численность персонала по обслуживанию ЭВМ, чел. (извлекается из "Штатного расписания УМН").

3.3. Порядок расчета увеличения объема перекачки нефти

3.3.I. Стадия промышленной эксплуатации автоматизированных задач.

$$Q'_{ф} = \gamma Q_{ф} \cdot \sum_{j=1}^{m} N_j K_{Aj}, \qquad (I9)$$

где $Q'_{ф}$ - увеличение объема перекачки нефти от промышленной эксплуатации автоматизированных задач, тыс.т.;

$Q_{ф}$ - фактический годовой объем перекачанной нефти по УМН, тыс.тонн (извлекается из формы № Н-5-ТТ, стр.II, графа 5);

$\gamma = Ч$ - коэффициент перевода стоимостного показателя уве-

личения объема перекачки в натуральный показатель;

K_{1j}, N_j - см.п.2.I.I.2.

3.3.2. Стадия развития АСУМН

$$Q_p^1 = \gamma Q_{пл} \cdot \sum_{j=1}^{m} N_j^p \cdot K_{1j}, \qquad (20)$$

где Q_p^1 - ожидаемое увеличение объема перекачанной нефти от внедрения в промышленную эксплуатацию автоматизированных задач, тыс.тонн;

$Q_{пл}$ - планируемый годовой объем перекачки нефти по УМН, тыс.тонн (извлекается из "Плана поставок нефти по УМН");

N_j - см.п.2.I.2.I.

3.3.3. Для определения доли от общего увеличения объема перекачки нефти (Q^1), приходящейся на эксплуатацию задач, обеспечивающих работу нефтепроводов в автоматическом управляющем режиме, следует пользоваться порядком расчета, указанным в приложении 3.

4. ФОНДЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ

4.I. Автоматизация управленческих функций в рамках автоматизированных систем управления магистральным нефтепроводным транспортом дает основание для образования и использования фондов экономического стимулирования на предприятиях Главтранснефти, в научно-исследовательских, конструкторских, проектно-конструкторских и технологических организациях в порядке, установленном положением о порядке образования и использования фондов экономического стимулирования в научно-исследовательских, конструкторских и технологических организациях, производственных объединениях и предприятиях, переведенных на хозрасчетную систему организации работ по созданию, освоению и внедрению новой техники на основе заказ-нарядов (договоров), утвержденным ГКНТ,

Госпланом СССР, Госкомтрудом СССР, Минфином СССР и ВЦСПС I0 апреля I980г. (В дальнейшем Положение ГИНТ) [7].

4.2. Основным источником образования фондов поощрения организаций и предприятий являются отчисления от прибыли, образующейся в УМН за счет фактического снижения себестоимости транспорта нефти, в результате использования предложенных организациями решений по внедрению автоматизированных функций управления.

4.3. Годовая экономия ($П^{4}$), рассчитанная по формуле (I), применяется при образовании и использовании фондов экономического стимулирования по источнику, указанному в 4а) Положения ГИНТ.

4.4. Размер образуемых и используемых фондов экономического стимулирования по показателю $П^{4}$ определяется в порядке, установленном Руководящим документом [I0] и Временным порядком направлени средств в ФЭС [II].

4.5. Отчисления в ФЭС производятся по установленному в отрасли единому нормативу с момента внедрения автоматизированных задач в промышленную эксплуатацию. Основанием для отчисления средств в фонд экономического стимулирования является акт внедрения в промышленную эксплуатацию автоматизированных задач, составленных по форме, указанной в Приложении 4 [2, I2, I3, I4].

Акт приемки должен быть утвержден руководством УМН или Главтранснефти.

4.6. Порядок образования и использования ФЭС предприятий и организаций регламентируется следующими документами.

4.6.I. "Положением о порядке образования и использования фондов экономического стимулирования в научно-исследовательских, конструкторских, проектно-конструкторских и технологических организациях, производственных объединениях и предприятиях, пере-

веденных на хозрасчетную систему организации работ по созданию, освоению и внедрению новой техники на основе заказ-нарядов(договоров)", утвержденным ГКНТ I0 апреля I980г [7].

4.6.2. "Временным порядком направления средств в фонды экономического стимулирования организаций и предприятий Министерства нефтяной промышленности за работы по созданию, освоению и внедрению новой техники", утвержденным зам.министра МНП 22.07.82г. [II].

4.6.3."О порядке оформления документации и исчисления фондов поощрения организаций и предприятий за внедрение новой техники в I982г."

Утверждено первым зам.министра нефтяной промышленности В.И.Игревским I3.I2.82. [I5].

4.6.4."Порядок финансирования работ по созданию, освоению и внедрению новой техники, выполняемых научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими и технологическими организациями, научно-производственными и производственными объединениями (предприятиями) за счет единого фонда развития науки и техники."

Утверждено первым зам.министра В.И.Игревским 28.07.82 [I6].

4.7. Порядок расчета ФЭС предприятий и организаций

4.7.I. Сумма фондов экономического стимулирования на стадии промышленной эксплуатации рассчитывается по формуле:

$$C_{фэс} = \frac{N(П^{\Delta} - E_н \cdot K^{\Delta})}{100}; \qquad (2I)$$

на стадии развития:

$$C^{р}_{фэс} = \frac{N(П_р^{\Delta} - E_н K_р^{\Delta})}{100}, \qquad (22)$$

где N - норматив отчислений в ФЭС. По Миннефтепрому этот норматив установлен в размере I6,5 % от величины фактического

экономического эффекта, получаемого от внедрения разработок [II].

$П^{А}$ - годовой прирост прибыли (тыс.руб.), рассчитанный по формуле (I);

$П^{А}_{р}$ - ожидаемый прирост прибыли (тыс.руб.), рассчитанный по формуле (4);

$Е_{н}$ - единый нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений равный 0,I5;

$К^{А}$ - капитальные вложения на автоматизацию решения функциональных задач, тыс.руб. см.п.2.2.I.I.

$К^{А}_{р}$ - прирост основных фондов, связанных с развитием АСУМН, тыс.руб. - см.п.2.2.2.I.

4.8. Порядок расчета поощрительных фондов

4.8.I. Отчисления в централизованный премиальный фонд министерства за создание, освоение и внедрение новой техники рассчитываются по формулам

на стадии промышленной эксплуатации:

$$О_{ц} = \frac{К \cdot С_{фэс}}{100}; \qquad (23)$$

на стадии развития:

$$О^{р}_{ц} = \frac{К \cdot С^{р}_{фэс}}{100}, \qquad (24)$$

где К - норматив отчислений в централизованный премиальный фонд. По Миннефтепрому этот норматив установлен в размере до 20 % от фондов экономического стимулирования [II] .

4.8.2. Поощрительный фонд организации и предприятия рассчитывается по формулам

на стадии промышленной эксплуатации:

$$П_{ф} = С_{фэс} - О_{ц}; \qquad (25)$$

на стадии развития:

$$П'_{ф} = C'_{фэс} - O'_{ц} \qquad (26)$$

4.8.3. Отчисления в фонд материального поощрения и организации рассчитываются по формулам

на стадии промышленной эксплуатации:

$$Ф_{мп} = 0{,}6 \cdot П_{ф}; \qquad (27)$$

на стадии развития:

$$Ф'_{мп} = 0{,}6 \cdot П'_{ф}, \qquad (28)$$

где 0,6-норматив отчислений в фонд материального поощрения, установленный Миннефтепромом [II].

4.8.4. Отчисления в фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства рассчитываются по формулам

на стадии промышленной эксплуатации:

$$Ф_{жск} = 0{,}4 \cdot П_{ф}; \qquad (29)$$

на стадии развития:

$$Ф'_{жск} = 0{,}4 \cdot П'_{ф}, \qquad (30)$$

где 0,4 - норматив отчисления в фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства, установленный Миннефтепромом. [II].

5. ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АСУМН И ФОНДА ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ

5.I. Исходные данные для проведения расчетов приведены в таблице I (условные).

5.2. Определение хозрасчетных стоимостных показателей экономической эффективности АСУМН.

5.2.I. Прирост прибыли от функционирования автоматизированных задач (стадия промышленной эксплуатации).

$$П^{А} = 15 \cdot 10^{-4} \cdot Ш + \sum_{j=1}^{m} N_j \cdot (K_{Aj} \cdot П_{ф} + K_{cj} \cdot A_{ф}) =$$

$$= 0{,}15 + \sum_{j=1}^{m} \sum_{i=1}^{n_j} \frac{Z_{ji}}{Z_{j\ddot{e}}} \cdot (K_{Aj} \cdot П_{ф} + K_{cj} \cdot A_{ф}) =$$

$$= I5.I0^{-4} \cdot 508 + I,66(I7,4.I0^{-5} \cdot I48385 + I6.I0^{-6} \cdot$$
$$\cdot 8260283) + 2,08(3,95.I0^{-5}.I48385 + 3,8.I0^{-6}.8260283) +$$
$$+ 0,29(3,87.I0^{-5}.I48385 + 3,6.I0^{-6} \cdot 8260283) +$$
$$+ 0,67(4,34.I0^{-5}.I48385 + 4,2.I0^{-6} \cdot 8260283) +$$
$$+ I,0(5,53.I0^{-5}.I48385 + 5,4.I0^{-6}.8260283) + \qquad (I)$$
$$+ 0,33(5,53.I0^{-5}.I48385 + 5,4.I0^{-6}.8260283) +$$
$$+ I(2,88.I0^{-5}.I48385 + 3,I.I0^{-6}.8260283) +$$
$$+ I(2,72.I0^{-5}.I48385 + 2,7.I0^{-6}.8260283) +$$
$$+ I(2,96.I0^{-5}.I48385 + 3,7.I0^{-6}.8260283) +$$
$$+ I(2,8.I0^{-5}.I48385 + 2,9.I0^{-6}.8260293) =$$
$$= 567,I \text{ (тыс.руб.)}$$

5.2.2. Прирост прибыли (годовой экономии) за счет экономии от снижения себестоимости (стадия промышленной эксплуатации).

$$П_{c}^{А} = \sum_{j=1}^{m} N_j \cdot K_{cj} \cdot A_{ф} = 8260283.I0^{-6}.(I,66.I6 + 2,08.$$
$$.3,8 + 0,29 \cdot 3,6 + 0,67 \cdot 4,2 + 5,4 + 0,33 \cdot 5,4 + \qquad (3)$$
$$+ 3,I + 2,7 + 3,7 + 2,9) = 478,29 \text{ (тыс.руб.)}$$

5.2.3. Ожидаемый прирост прибыли (годовой экономии) от внедрения автоматизированных задач (стадия развития АСУМН).

Таблица I

Исходные данные для проведения расчетов экономической эффективности АСУМН

(условные)

Наименование показателя	Обозначение	Величина показателя	Источник получения показателя
I	2	3	4
I. Фактическая прибыль от реализации, тыс.руб.	$П_ф$	I48385	ф.I2-ТТ, стр. I0, графа 4
2. Плановая прибыль от реализации, тыс.руб.	$П_I$	I86500	"Плановые расчетные показатели товарооборота, реализации, издержек и плана прибыли на год" строка 6
3. Фактический годовой объем реализации нефти, тыс.руб.	$А_ф$	8260283	ф.I2-ТТ, стр.0I, графа 4
4. Плановый годовой объем реализации нефти, тыс.руб.	$А_I$	8766664	"Плановые расчетные показатели товарооборота, реализации, издержек и плана прибыли на год" строка 2
5. Штрафы, пени, неустойки, тыс.руб.	Ш	508	ф.20, стр.280, графа I
6. Отраслевой нормативный коэффициент экономической эффективности на создание АСУ	$Е_{нвт}$	0,39	Постановление Госплана СССР № I8 от 26.02.79г.
7. Капитальные вложения на автоматизацию решения функциональных задач, тыс.руб.	$К^А$	I450	форма II, стр.I80, графа 2
8. Прирост основных фондов, связанных с развитием АСУМi, тыс.руб.	$К^А_р$	I00	ф.7 "План капитального строительства"
9. Фактическое годовое потребление электроэнергии, тыс.кВт.ч	$Э_ф$	633I950	ф.№ II-СН, строка 9I00
I0. Плановое потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	$Э_{пл}$	6400000	-"-

1	2	3	4
II. Фактический годовой объем перекачанной нефти, тыс. тонн	$Q_ф$	339315,2	ф.№ Н-5-ТТ, стр.II, графа 5
I2. Плановый годовой объем перекачанной нефти, тыс. тонн	$Q_{пл}$	358556	"План поставок нефти"
I3. Плановое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году	$t_т$	2088	
I4. Фактическое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году	$t_{тф}$	2088	Табель рабочего времени
I5. Нормативная численность персонала по обслуживанию ЭВМ, чел.	R	35	Штатное расписание УМ1
I6. Фактическая численность персонала по обслуживанию ЭВМ, чел.	$R_ф$	35	-"-

Номера автоматизируемых функц. управ.	Коэффициенты эффективности автоматизированных функций		Номера комплексов i												
	K_{A_j}	K_{C_j}	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6
I	I7,4.I0^{-5}	I6.I0^{-6}			I*					I* 2*	I* 4* 5*				
2	3,95.I0^{-5}	3,8.I0^{-6}	7 3					3	I 3 4	2	I				
3	3,87.I0^{-5}	3,6.I0^{-6}			I		I						2		
5	4,34.I0^{-5}	4,2.I0^{-6}	I*		3 4* 8 I9	I*									
7	5,53.I0^{-5}	5,4.I0^{-6}			I 2										

стадия промышленной эксплуатации

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
стадия промышленной эксплуатации	8	$5,53.10^{-5}$	$5,4.10^{-6}$	1* 2* 3*												
	10	$2,88.10^{-5}$	$3,1.10^{-6}$	1*												
	11	$2,72.10^{-5}$	$2,7.10^{-6}$	1*												
	12	$2,96.10^{-5}$	$3,7.10^{-6}$	1*												
	13	$2,80.10^{-5}$	$2,9.10^{-6}$	1*												
стадия развития	1	$17,4.10^{-5}$	16.10^{-6}									3*				
	3	$3,87.10^{-5}$	$3,6.10^{-6}$									9 10 11 12 13 14				
	8	$5,53.10^{-5}$	$5,4.10^{-6}$	4*												

Примечание: в графах 4–16 указаны номера задач i-го комплекса, j-ой функции.

$$П_р^А = П_ч \sum_{j=1}^{m} N_j^р \cdot К_{Aj} + A_ч \sum_{j=1}^{m} N_j^р \cdot К_{cj} =$$

$$= 186500 \cdot 10^{-5}(0{,}33 \cdot 17{,}4 + 0{,}43 \cdot 3{,}87 +$$

$$+ 0{,}11 \cdot 5{,}53) + 8786664 \cdot 10^{-6}(0{,}33 \cdot 16 + \qquad (4)$$

$$+ 0{,}43 \cdot 3{,}6 + 0{,}11 \cdot 5{,}4) = 14{,}95 + 65{,}21 =$$

$$= 80{,}16 \text{ (тыс.руб.)}$$

5.2.4. Пример расчета эффективности капитальных вложений на стадии промышленной эксплуатации системы.

5.2.4.1. Расчетный срок окупаемости АСУМН

$$T = \frac{К^А}{П^А} = \frac{1450}{567{,}1} = 2{,}56 \text{(лет)} \qquad (6)$$

5.2.4.2. Расчетный коэффициент эффективности капитальных вложений

$$E = \frac{П^А}{К^А} = 0{,}391 > E_{нвт} \qquad (7)$$

5.2.5. Пример расчета эффективности капитальных вложений на стадии развития.

5.2.5.1. Расчетный срок окупаемости АСУМН

$$T_р = \frac{К_р^А}{П_р^А} = \frac{100}{80{,}16} = 1{,}25 \text{ (лет)} \qquad (8)$$

5.2.5.2. Расчетный коэффициент эффективности капитальных вложений

$$E_р = \frac{П_р^А}{К_р^А} = \frac{80{,}16}{100} = 0{,}80 > E_{нвт} \qquad (9)$$

5.3. Определение хозрасчетных натуральных показателей экономической эффективности АСУМН.

5.3.1. Пример расчёта экономии электроэнергии.

5.3.1.1. Стадия промышленной эксплуатации автоматизированных задач.

$$Э_{ф}^А = \beta Э_ф \sum_{j=1}^{m} N_j^э \cdot К_{cj} = \qquad (10)$$

$$= 200 \cdot 6331930 \cdot 10^{-6} (2{,}16 \cdot 16 + 1{,}33 \cdot 4{,}2 +$$

+ 0,38 . 5,4 + 3,I + 2,7 + 3,7 + 2,9) =

= 69I42,I4 (тыс.кВт.ч)

5.3.I.2. Стадия развития АСУМН

$$\mathcal{Э}_{\rho}^{\Delta} = \beta \mathcal{Э}_{M} \sum_{j=1}^{m} N_j^{\vartheta} \cdot K_{oj} = \qquad (I2)$$

= 200 . 6400000 . $I0^{-6}$(0,33.I6 + 0,II . 5,4) =

= 75I8,72(тыс.кВт.ч)

5.4. Пример расчета экономии трудозатрат

5.4.I. Стадия промышленной эксплуатации

5.4.I.I. Экономия затрат времени

$$\mathcal{Э}_{T} = t_{эквн} - t_{эвм} = II6467,I \text{ (час)} \qquad (I6)$$

5.4.I.2. Условное высвобождение численности работающих в сфере управления от применения ЭВМ при обработке информации.

$$Ч = \frac{\mathcal{Э}_T}{t_{Tф}} R_{ф} = \frac{II6467,I}{2088} - 35 = 2I \text{ (чел.)} \qquad (I7)$$

5.4.2. Стадия развития АСУМН

5.4.2.I. Экономия затрат времени

$$\mathcal{Э}_{T} = t_{эквм} - t_{эвм} = 38553,5 \text{ (час)} \qquad (I6)$$

5.4.2.2. Условное высвобождение численности работающих в сфере управления от применения ЭВМ при обработке информации

$$Ч = \frac{\mathcal{Э}_T}{t_T} R = \frac{38553,5}{2088} - 35 = -I6,5 \text{ (чел.)}$$

Высвобождение численности не предвидится.

5.5. Пример расчета увеличения объема перекачки нефти

5.5.I. Стадия промышленной эксплуатации автоматизированных задач

$$Q_{ф}^{\Delta} = \gamma Q_{ф} \sum_{j=1}^{m} N_j \cdot K_{Aj} =$$

$= 4.339315,2 \cdot 10^{-5}(1,66.17,4 + 2,08.3,95 + 0,29.3,87 +$

$+ 0,67 \cdot 4,34 + 1.5,53 + 0,33.5,53 + 2,88 + 2,72 + 2,96 +$

$+ 2,8) = 8112,25$ (тыс.тонн) (19)

5.5.2. Стадия развития АСУМН

$$Q_p^A = \gamma \cdot Q_{пл} \sum_{j=1}^{m} N_j^p \cdot K_{1j} =$$

$= 4.358559 \cdot 10^{-5} \cdot 8,01 = 114,9$ (тыс.тонн) (20)

5.6. Пример расчета фонда экономического стимулирования (ФЭС) предприятия и организации

5.6.1. Стадия промышленной эксплуатации АСУМН

5.6.1.1. Сумма фонда экономического стимулирования

$$C_{фэс} = \frac{N(П^A - E_н K^A)}{100} = \frac{16,5\ (567,1 - 0,15.1450)}{100} =$$

$= 57,68$ тыс.руб. (21)

5.6.1.2. Отчисления в централизованный премиальный фонд министерства за создание, освоение и внедрение новой техники.

$$О_ц = \frac{К\ С_{фэс}}{100} = \frac{20.57,68}{100} = 11,54 \text{ тыс.руб.} \quad (23)$$

5.6.1.3. Поощрительный фонд предприятия и организации

$$П_{фр} = C_{фэс} - О_ц = 57,68 - 11,54 = 46,14 \text{ (тыс.руб.)} \quad (25)$$

5.6.1.4. Отчисления в фонд материального поощрения предприятия и организации

$$Ф_{мп} = Об \cdot П_{фр} = 0,6 \cdot 46,14 = 27,68 \text{(тыс.руб.)} \quad (27)$$

5.6.1.5. Отчисления в фонд социально-культурных мероприятий жилищного строительства

$$Ф_{мск} = Оч \cdot П_{фр} = 0,4 \cdot 46,14 = 18,46 \text{ (тыс.руб.)} \quad (29)$$

5.6.2. Стадия развития АСУМН

5.6.2.1. Сумма фонда экономического стимулирования

$$C^p_{фэс} = \frac{N(П^A_p - E_н \cdot K^A_p)}{100} = \frac{16,5(80,16 - 0,15.100)}{100} =$$

$= 10,75$ (тыс.руб.) (22)

5.6.2.2. Отчисления в централизованный премиальный фонд министерства за создание, освоение и внедрение новой техники.

$$О^{р}_{ц} = \frac{К \cdot С^{р}_{факс}}{100} = \frac{20.10,75}{100} = 2,15 \text{ (тыс.руб.)} \qquad (24)$$

5.6.2.3. Поощрительный фонд предприятия и организации

$$П^{р}_{ф} = С^{р}_{факс} - О^{р}_{ц} = 10,75-2,15 = 8,6 \text{ (тыс.руб.)} \qquad (26)$$

5.6.2.4. Отчисления в фонд материального поощрения предприятия и организации

$$Ф^{р}_{мп} = 0,6 \cdot П^{р}_{ф} = 0,6.8,6 = 5,15 \text{ (тыс.руб.)} \qquad (28)$$

5.6.2.5. Отчисления в фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства

$$Ф^{р}_{ксс} = 0,4 \cdot П^{р}_{ф} = 0,4.8,6 = 3,44 \text{ (тыс.руб.)} \qquad (30)$$

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

6.1. Во ВНИИСПТнефть разработана программа в среде операционной системы ОС/ЕС. Язык программирования ПЛ/1. Объем программы - 324 оператора. Для выполнения требуется 250К оперативной памяти. Время счета - не более 5 минут.

6.2. Для функционирования программы необходима следующая исходная информация.

6.2.1. Число задач i-го комплекса j-ой функции, находящихся в промышленной эксплуатации.

6.2.2. Число находящихся в промышленной эксплуатации комплексов автоматизированных задач j-ой функции.

6.2.3. Число автоматизированных функций управления.

6.2.4. Прибыль, полученная УМН за рассматриваемый период в случае стадии промышленной эксплуатации и (или) плановая прибыль

от реализации нефти до внедрения в промышленную эксплуатацию вновь автоматизированных задач.

6.2.5. Штрафы, пени, неустойки.

6.2.6. Годовой объем реализации нефти после внедрения в эксплуатацию автоматизированных задач и (или) плановый годовой объем реализации нефти до внедрения в промышленную эксплуатацию вновь автоматизированных задач.

6.2.7. Капитальные вложения на автоматизацию решения функциональных задач и (или) прирост основных фондов, связанных с развитием АСУМН.

6.2.8. Фактическое годовое потребление электроэнергии покупной и (или) плановая потребность в электроэнергии покупной на год внедрения автоматизированных задач.

6.2.9. Количество задач, по которым обрабатывается информация в рассматриваемом году.

6.2.10. Фактическое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году.

6.2.11. Фактическая штатная численность персонала по обслуживанию ЭВМ.

6.2.12. Плановое количество рабочего времени одного работающего в рассматриваемом году.

6.2.13. Фактический годовой объем перекачки нефти от промышленной эксплуатации автоматизированных задач и (или) планируемый годовой объем перекачки нефти по УМН.

6.3. После выполнения программы на печать выводятся следующие показатели экономической эффективности.

6.3.1. Прирост прибыли от функционирования автоматизированных задач.

6.3.2. Прирост прибыли за счет экономии от снижения себестоимости.

6.3.3. Ожидаемый прирост прибыли от внедрения автоматизированных задач.

6.3.4. Расчетный срок окупаемости для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.5. Расчетный коэффициент эффективности капитальных вложений для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.6. Экономия электроэнергии для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.7. Экономия затрат времени для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.8. Условное высвобождение численности работающих для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.9. Увеличение объема перекачки нефти для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.10. Сумма фондов экономического стимулирования для стадии промышленной эксплуатации и (или) для стадии развития.

6.3.11. Отчисления в централизованный премиальный фонд министерства для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.12. Поощрительный фонд предприятия для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.13. Отчисления в фонд материального поощрения и организации для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.3.14. Отчисления в фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства для стадии промышленной эксплуатации и (или) стадии развития.

6.4. Возможна корректировка следующих, жестко заложенных в программе, данных.

6.4.I. Числа задач в i-ом комплексе j-ой функции, указанных в приложении I.

6.4.2. Времени обработки информации на ЭВМ по i-ой задаче.

6.4.3. Периодичности решения i-ой задачи в течение года.

6.4.4. Времени обработки информации на ЭКВМ по i-ой задаче.

6.5. ВНИИСПТнефть может

передать заинтересованным организациям программу и программную документацию. Запрос производится письмом за подписью руководителя организации (предприятия) или его заместителя. Магнитная лента для записи объектного и загрузочного модулей программы предоставляется заказчиком;

произвести расчет показателей экономической эффективности по представленным заинтересованной организацией исходным данным. Результаты расчета направляются заказчику.

ЛИТЕРАТУРА

I. Методика определения экономической эффективности автоматизированных систем управления предприятиями и производственными объединениями. - М.: ГКНТ, 1978.

2. ОРММ по созданию автоматизированных систем управления предприятиями и производственными объединениями (АСУП). - М.: Статистика, 1977.

3. Методические указания к разработке Государственных планов экономического и социального развития СССР. - М.: Экономика, 1980.

4. Бюллетень нормативных актов Министерств и ведомств СССР, №5, 1975.

5. Методические указания по определению экономической эффективности автоматизированных систем управления транспортированием и поставками нефти. РД 30-415-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

6. Методика (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. - Экономическая газета, № 10, 1977.

7. Совершенствование хозяйственного механизма. Сборник документов. Издание второе, дополненное. - М.: Правда, 1982.

8. Автоматизированная система управления магистральным транспортом нефти (АСУ-транснефть). РД 39-5-541-81. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

9. Единые нормы времени (выработки) на работы, выполняемые на клавишных и перфорационных вычислительных машинах. - М.: Центральное бюро нормативов по труду при НИИтруда Государственного комитета Совета Министров СССР по труду и социальным

вопросам, 1977.

10. Руководящий документ. Заказ-наряд. Правила составления, согласования, утверждения, регистрации и изменения. РД 39-3-605-81 М.: Миннефтепром, 1981.

11. Временный порядок направления средств в фонды экономического стимулирования организаций и предприятий Министерства нефтяной промышленности за работы по созданию, освоению и внедрению новой техники.-М.: Миннефтепром, 1982.

12. Комплекс ОРММ по созданию АСУ и САПР. - М.: Статистика,1980.

13. Руководящие указания по разработке и развитию отраслевых автоматизированных систем управления (ОАСУ). - М.: ВНИПИ ОАСУ, 1980.

14. Общеотраслевые руководящие методические материалы по созданию АСУ ТП. - М.: Финансы и статистика, 1982.

15. О порядке оформления документации и исчисления фондов поощрения организаций и предприятий за внедрение новой техники в 1982 г. - М.: Миннефтепром, 1982.

16. Порядок финансирования работ по созданию, освоению и внедрению новой техники, выполняемых научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими и технологическими организациями, научно-производственными и производственными объединениями (предприятиями) за счет единого фонда развития науки и техники. - М.: Миннефтепром, 1982.

Приложение I

Эффектообразующие показатели автоматизации функций и задач управления

№№ п/п	Наименование автоматизированных функций комплексов и задач управления	Коэффициенты эффективности автоматизированных функций управления		Нормативы трудоемкости решения функциональных задач		
		Коэффициент прироста, объема реализации нефти (K_{Aj})	Коэффициент снижения издержек транспортирования нефти (K_{Cj})	Периодичность решения задачи (K_i)	Нормативное время ручного счета, мин (t_i)	Время счета на ЭВМ, мин (t'_i)
I	2	3	4	5	6	7
I. Функция управления. Оперативно-диспетчерское управление транспортированием и поставками нефти		$17,4.10^{-5}$	16.10^{-6}	-	-	-
I.I.* Комплекс задач. Оперативно-календарное планирование приема, транспортирования и сдачи нефти		-	-	-	-	-
I.I.I.* Расчет и корректировка планов приема и поставок нефти на месяц		-	-	I/м	4830	22

I	2	3	4	5	6	7
I.I.2.*	Рациональное месячное планирование загрузки однониточного нефтепровода, работающего из насоса в насос	-	-	I/м	80	0,5
I.I.3.*	Рациональное месячное планирование загрузки системы гидравлически связанных нефтепроводов, работающих из насоса в насос	-	-	I/м	I82	I5
I.I.4.*	Расчет и корректировка плана перекачки нефти за месяц	-	-	I/м	4830	22
I.I.5.*	Оптимальное квартальное, месячное и суточное планирование загрузки нефтепроводов, работающих по схеме с подключенными емкостями	-	-	I/с, I/кв, I/м	80	0,5
I.I.6.*	Составление планов приема, перекачки и поставки нефти для трубопроводов РНПУ	-	-	I/м	3703	23
I.I.7.*	Составление планов приема, поставки нефти по направлениям перекачки	-	-	I/м, I/кв, I/г, I/IOдн.	2898	I8

I	2	3	4	5	6	7
I.I.8.*	Рациональное суточное планирование загрузки однониточного нефтепровода, работающего из насоса в насос	-	-	I/с	80	0,5
I.I.9.*	Рациональное суточное планирование загрузки системы гидравлически связанных нефтепроводов, работающих из насоса в насос	-	-	I/с	3220	20
I.I.I0.*	Оптимальное планирование приема, перекачки, поставки нефти по трубопроводам УМН	-	-	I/кв,I/г	80	0,5
I.2.*	Комплекс задач. Оперативно-диспетчерский контроль и управление приемом, транспортированием и сдачей нефти	-	-	-	-	-
I.2.I.*	Программный контроль расхода (производительности магистрального нефтепровода, эксплуатируемого по схеме из насоса в насос или с					

I	2	3	4	5	6	7
	подключенными резервуарами)	-	-	I/с	I6I	I
I.2.2.	Расчет плотности нефтепродукта при заданной температуре	-	-	I/м	483	I
I.2.3.*	Оперативный учет, контроль и корректировка суточного плана транспорта нефти	-	-	I/с	4830	22
I.2.4.	Расчет процентного содержания хлористых солей в заданном интервале температур	-	-	I/м	805	5
I.2.5.	Корректировка наличия нефти и свободной емкости в РП УМН	-	-	I/с,I/м	483	3
I.2.6.*	Контроль и фиксирование показателей параметров технологического режима перекачки нефти	-	-	I2/с	48	0,3
I.2.7.*	Контроль выполнения планов приема, перекачки и поставки нефти по трубопроводам УМН	-	-	I/с,I/м	4830	22

1	2	3	4	5	6	7
I.2.8.*	Оптимальное планирование и управление погрузкой нефти в танкеры	-	-	по запросу	II04	I0
I.3.	Комплекс задач. Прогнозирование запасов и движения нефти	-	-	-	-	-
I.3.I.*	Расчет объема перекачки нефти по участкам нефтепроводов	-	-	I/с	223	I0
I.3.2.	Учет и анализ потерь нефти по нефтепроводам УМН	-	-	I/м	844	I0
I.4.	Комплекс задач. Расчет оптимальных режимов транспортирования нефти по системе нефтепроводов УМН	-	-	-	-	-
I.4.I.*	Расчет рациональных режимов работы однониточного нефтепровода, работающего по схеме из насоса в насос	-	-	I/с	4I36	20
I.4.2.*	Расчет набора оптимальных режимов перекачки в заданном диапазоне перекачки	-	-	I/с	4800	I5

1	2	3	4	5	6	7
I.4.3.*	Расчет потребляемой мощности и стоимости энергозатрат при заданном гидравлическом режиме	-	-	I/c	3I02	I5
I.5.	Комплекс задач. Прогнозирование выполнения месячных планов приема, перекачки, поставки и отгрузки нефти	-	-	-	-	-
I.5.I.*	Перераспределение грузопотоков нефти при отклонениях приема, перекачки, поставки или налива от суточных планов	-	-	2/c	240	2
I.6.	Комплекс задач. Планирование перекачки различных сортов нефти	-	-	-	-	-
I.6.I.*	Составление месячного плана перекачки по магистральным нефтепроводам различных сортов нефти	-	-	I/м	480	3
I.6.2.*	Оптимальное календарное планирование программы перекачки нефти для системы магистральных нефтепроводов.					

I	2	3	4	5	6	7
I.7.	Комплекс задач. Прогнозирование расхода электроэнергии	-	-	-	-	-
I.7.I.*	Планирование энергетических ресурсов	-	-	I/г	2400	9I
I.7.2.*	Планирование и корректировка режимов перекачки и расхода электроэнергии	-	-	3/м	480	I8
I.7.3.*	Планирование издержек на электроэнергию	-	-	I/г,I/кв,I/м	2400	20
I.8.	Комплекс задач. Планирование удельных расходов и лимитов потребления электроэнергии	-	-	-	-	-
I.8.I.*	Расчет удельных норм расхода электроэнергии на перекачку нефти и налив по объектам УМН	-	-	I/г,I/кв,I/м	3244	I6
I.8.2.*	Расчет потребности в электроэнергии на перекачку и налив нефти по объектам УМН	-	-	I/г,I/кв,I/м	3244	I6
I.8.3.*	Распределение лимитов электроэнергии по объектам УМН	-	-	I/кв	4326	20

I	2	3	4	5	6	7
I.9.	Комплекс задач: Оперативный контроль и учет потребления электроэнергии	-	-	-	-	-
I.9.I.*	Контроль расхода электроэнергии (по НПС, энергосистемам, управлению) за пятидневку	-	-	I/с,I/5дн	256	2
I.9.2.*	Контроль за удельным расходам электроэнергии на перекачку нефти	-	-	I/с	I3I	I
I.9.3.*	Подготовка плановой и оперативной информации о расходе электроэнергии по УМН за 5 дней, месяц, квартал	-	-	I/5дн,I/м I/кв	2I63	I2
I.9.4.*	Корректировка лимитов потребления э/энергии по РНПУ помесячно	-	-	I/м	5262	60
I.9.5.*	Корректировка удельных норм расхода электроэнергии по объектам УМН	-	-	I/кв,I/с	I730	I6
I.9.6.*	Оперативный учет лимитов потребления э/энергии (по управлению за месяц, квартал, год	-	-	I/г	256	2

I	2	3	4	5	6	7
I.I0.	Комплекс задач. Анализ аварийных ситуаций и выработка рекомендаций для принятия решений	-	-	-	-	-
I.I0.I.	Контроль учета и анализ повреждений и разрывов нефтепроводов	-	-	I/кв,I/г	4066	40
I.I0.2.	*Определение опасных зон на каждом участке нефтепроводов от волн превышения давления	-	-	I/г	6I0	4
I.I0.3.	Учет и анализ аварий механического и теплотехнического оборудования	-	-	I/кв	480	5
I.I0.4.	Расчет размеров нанесенного ущерба от аварий нефтепроводов и сооружений	-	-	I/г	960	I0

I	2	3	4	5	6	7
2.	Функция управления. Управление централизованной системой технического обслуживания и ремонта оборудования магистральных нефтепроводов (ЦСТОР)	$3,95.10^{-5}$	$3,8.10^{-6}$	-	-	-
2.I.	Комплекс задач. Оперативно-календарное планирование ремонта и замены оборудования и приборов	-	-	-	-	-
2.I.I.	Оперативно-календарное планирование ремонта и замены основного технологического оборудования	-	-	I/г	I4I3I	55
2.I.2.	Расчет потребностей в трубах для аварийного запаса	-	-	I/кв	2400	20
2.I.3.	Расчет потребностей в материальных ресурсах	-	-	I/г	I920	I5
2.I.4.	Расчет потребностей в обсрудовании	-	-	I/г	4800	22
2.I.5.	Расчет потребностей в технике и рабочей силе для производства работ и ремонта основных средств	-	-	I/г	I4400	55

I	2	3	4	5	6	7
2.I.6.	Определение количества ремонтов по типам оборудования по НПС,РНПУ,УМН	-	-	I/г	4800	40
2.I.7.	Распределение видов ремонтов основного оборудования НПС, РНПУ в течение года по месяцам	-	-	I/г	2400	20
2.I.8.	Контроль наличия запасных частей к основному оборудованию	-	-	I/м	4800	22
2.2.	Комплекс задач. Оперативно-календарное планирование ремонта трубопроводов и сооружений	-	-	-	-	-
2.2.I.	Разработка графиков ППР основного технологического оборудования и линейной части (за год, квартал, месяц)	-	-	I/м,I/кв,I/г	4800	22
2.2.2.	Разработка перспективных и текущих планов капитального ремонта основных средств и расчетов по объектам УМН	-	-	I/г	I4400	55
2.2.3.	Составление дефектных ведомостей и другой необходимой доку-					

I	2	3	4	5	6	7
	ментации для капитального ремонта оборудования и сооружений УМН	-	-	2/г	2400	20
2.2.4.	Оптимизация технического обслуживания и ремонтов магистральных нефтепроводов УМН	-	-	по запросу	2400	20
2.3.*	Комплекс задач. Оперативно-календарное планирование очистки нефтепроводов	-	-	-	-	-
2.3.I.*	Определение периодичности пропуска очистных средств	-	-	3/м	480	I5
2.3.2.*	Прогнозирование состояния нефтепровода и физических параметров нефти	-	-	I/м	960	I0
2.3.3.*	Оптимизация графиков очистки магистральных нефтепроводов	-	-	I/м	94I	I0
2.4.	Комплекс задач. Оперативно-календарное планирование ремонта вспомогательных сооружений	-	-	-	-	-
2.4.I.	Контроль за своевременностью и качеством всех видов ре-					

I	2	3	4	5	6	7
	монтов механического, теплотехнического оборудования и строительной техники	-	-	I/м	2400	20
2.5.	Комплекс задач. Контроль и учет защищенности нефтепроводов от коррозии	-	-	-	-	-
2.5.I.	Сбор сведений по состоянию электрохимзащиты нефтепроводных управлений	-	-	I/м	2002	20
2.5.2.	Обобщение опыта эксплуатации устройств электрохимзащиты	-	-	I/2г	I200	I3
2.5.3.	Ведение учета работы и отказов в работе устройств электрохимзащиты в управлении	-	-	I/м	2002	20
2.5.4.	Составление сводного плана ОТМ по электрохимзащите от коррозии нефтепроводов и коммуникаций НПС	-	-	I/г	3200	29
2.5.5.	Контроль за выполнением плана ОТМ по электрозащите нефтепроводов и коммуникаций НПС от коррозии	-	-	I/м	3200	29

I	2	3	4	5	6	7
2.6.	Комплекс задач. Контроль и учет отказов и наработки на отказ оборудования и приборов	-	-	-	-	-
2.6.I.	Суточная сводка отказов на магистральных нефтепроводах	-	-	I/с	3768	I2
2.6.2.	Недельная сводка по отказам оборудования для руководства УМН	-	-	I/7дн.	5652	I8
2.6.3.	Отчет о неплановых остановках НПС по нефтепроводам УМН	-	-	I/кв,I/г	I2200	50
2.7.	Комплекс задач. Контроль и учет загрузки и использования основного технологического оборудования	-	-	-	-	-
2.7.I.	Контроль, учет и анализ загрузки и использования технологического оборудования	-	-	I/5дн,I/м I/кв,I/г	9708	30
2.7.2.	Учет наработки основного оборудования по НПС (ежедневно, за месяц, квартал, год)	-	-	I/с,I/м I/кв,I/г	I440	4,55

I	2	3	4	5	6	7
2.7.3.	Контроль за состоянием основного технологического оборудования по УМН (за сутки, месяц, год)	-	-	I/с, I/м, I/г	I440	8
2.7.4.	Корректировка нормативов времени по межремонтным срокам	-	-	по запросу	2400	20
2.7.5.	Оперативное принятие мер по устранению отказов	-	-	по запросу	4800	22
2.7.6.	Анализ результатов по переключениям технологического оборудования	-	-	по запросу	I440	8
2.8.	Комплекс задач. Контроль и учет условий работы оборудования КТС АСУ	-	-	-	-	-
2.8.I.	Контроль за выполнением графиков ППР средств автоматики, телемеханики	-	-	I/кв	480	5
2.8.2.	Учет состояния автоматизации НПС по УМН	-	-	I/кв	628	4
2.9.	Комплекс задач. Контроль и учет повреждений и разрывов нефтепроводов	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7
2.9.1.	Контроль, учет и анализ повреждений и разрывов нефтепроводов	-	-	I/кв,I/г	4066	I0
2.9.2.	Расчет размеров нанесенного ущерба от аварий нефтепроводов и сооружений для УМН	-	-	I/г	960	2,36
2.I0.	Комплекс задач. Контроль и учет пропускной способности участков нефтепроводов и скорости ее изменений	-	-	-	-	-
2.I0.I.*	Анализ состояния пропускной способности линейных участков нефтепроводов по УМН (за месяц, квартал, год)	-	-	I/м,I/кв, I/г	3I3	3
2.I0.2.*	Расчет эквивалентных диаметров и пропускной способности участков нефтепроводов	-	-	I/с	3137	I0
2.I0.3.*	Расчет пропускной способности нефтепровода	-	-	I/с	94I2	30
3.	Функция управления. Экономико-организационное управление производственной деятельностью УМН	$3,87.10^{-5}$	$3,6.10^{-6}$	-	-	-

I	2	3	4	5	6	7
3.I.	Комплекс задач. Текущее планирование основной производственной деятельности УМН	-	-	-	-	-
3.I.I.	Автоматизированная система контроля исполнения документов	-	-	I/5дн	2I5	I5
3.I.2.*	Разработка годового плана транспорта нефти	-	-	I/м,I/кв,I/г	726	35
3.I.3.*	Расчет и корректировка плана приема нефти	-	-	I/м	7I	0,5
3.I.4.*	Расчет грузооборота за месяц, сутки по управлению	-	-	I/с,I/м	28	0,2
3.I.5.*	Расчет и корректировка плана поставки нефти	-	-	I/м	430	3
3.I.6.*	Расчет и корректировка плана перекачки	-	-	I/м	430	3
3.2.	Комплекс задач. Планирование издержек на электроэнергию	-	-	-	-	-
3.2.I.*	Расчет затрат на электроэнергию по объектам УМН	-	-	I/с	499	3
3.2.2.*	Учет и отчет об издержках на эл.эн.по НПС,РНПУ,УМН энергосистемам	-	-	I/м	499	3

I	2	3	4	5	6	7
3.3.	Комплекс задач. Планирование доходов, себестоимости и прибыли от эксплуатации магистральных нефтепроводов УМН	-	-	-	-	-
3.3.I.	Расчет плановых расходов от эксплуатации магистральных нефтепроводов и пунктов налива по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/5дн, I/м, I/кв, I/г	3329	20
3.3.2.	Контроль выполнения плана прибыли и себестоимости	-	-	I/с	832	5
3.3.3.	Контроль выполнения плана прибыли и себестоимости	-	-	I/м	2330	I4
3.3.4.	Расчет плановой прибыли от эксплуатации магистральных нефтепроводов и пунктов налива по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/г, I/5дн. I/м, I/кв	3329	20
3.3.5.	Отчет о расходах на содержание АУП	-	-	I/м	832	5

I	2	3	4	5	6	7
3.3.6.	Разработка планов доходов,себестоимости и прибыли от эксплуатации магистральных нефтепроводов	-	-	I/кв,I/г	I2000	I80
3.4.	Комплекс задач. Расчет стоимости и учет основных фондов	-	-	-	-	-
3.4.I.	Составление отчета о движении основного фонда	-	-	I/кв	I440	I9
3.4.2.	Учет основных фондов	-	-	I/г	I87	2
3.4.3.	Составление сводного отчета о наличии основных фондов и затратах на капремонт	-	-	I/м	960	I2
3.4.4.	Составление отчета о наличии и движении основных фондов и амортизационного фонда	-	-	I/г	5760	77
3.4.5.	Расчет стоимости основных фондов и амортизации на год с разбивкой по кварталам	-	-	I/кв,I/г	5760	77
3.5.	Комплекс задач. Расчет баланса по основной деятельности	-	-	-	-	-

I	2	3	4	5	6	7
3.5.I.	Уточненный расчет прибыли, формируемой в данном месяце	-	-	I/м	224	3
3.5.2.	Свод бухгалтерской отчетности по УМН (за месяц, квартал, год)	-	-	I/м, I/кв, I/г	2242	30
3.5.3.	Расчет прибыли за сутки (месяц) по УМН	-	-	I/с, I/м	I49	2
3.5.4.	Составление баланса по основной деятельности	-	-	I/м, I/кв	3360	20
3.5.5.	Составление приложений к балансу	-	-	I/кв, I/г	2400	I4
3.5.6.	Контроль выполнения плана прибыли и себестоимости	-	-	I/м	2330	I4
3.5.7.	Формирование статистической отчетности к форме IП	-	-	I/м	2330	I4
3.5.8.	Формирование отчета по расходу ФМП	-	-	I/м	2330	I4
3.6.	Комплекс задач. Расчет норматива собственных оборотных средств	-	-	-	-	-
3.6.I.	Сводный учет движения материа-					

I	2	3	4	5	6	7
	лов по всем складам УМН	-	-	I/г	2242	30
3.6.2.	Учет расхода материалов на производство по подразделениям УМН	-	-	I/м	2242	30
3.6.3.	Учет товаро-материальных ценностей	-	-	по запросу	240	II
3.6.4.	Осуществление контроля за соответствием предусмотренных планом остатков товаро-материальных ценностей, установленным нормативом с учетом плановых платежей	-	-	I/кв	624	28
3.7.	Комплекс задач. Учет движения материальных ценностей	-	-	-	-	-
3.7.I.	Учет материалов и оборудования и контроль за их наличием на объектах	-	-	I/6дн	897	I2
3.7.2.	Учет движения материалов по центральному складу УМН	-	-	I/г	2242	30
3.7.3.	Учет товаро-материальных ценностей	-	-	I/г	240	3,2I

I	2	3	4	5	6	7
3.7.4.	Составление справки о переоценке товаро-материальных ценностей	-	-	I/г	480	6
3.7.5.	Составление отчета о недостачах, хищениях и порче товаро-материальных ценностей	-	-	I/г	480	6
3.7.6.	Осуществление запаса товаро-материальных ценностей и оборудования	-	-	I/г	600	8
3.7.7.	Учет малоценных и быстроизнашивающихся предметов при эксплуатации по подразделениям, управлению	-	-	I/м	600	8
3.8.	*Комплекс задач. Учет расчетов с поставщиками и потребителями нефти*	-	-	-	-	-
3.8.I.	Учет выручки от реализации нефти по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/5дн, I/м, I/кв, I/г	I495	20
3.8.2.	Расчет железнодорожного тарифа за сутки (месяц) по УМН	-	-	I/с, I/м	I49	2

1	2	3	4	5	6	7
3.8.3.	Учет покупной стоимости нефти по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/5дн.,I/м, I/кв,I/г	I495	20
3.8.4.	Учет ж/д тарифа за перевозку по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/5дн.,I/м, I/кв,I/г	I495	20
3.8.5.	Расчет водного фрахта и тарифа за перевозку нефти по УМН (за 5 суток, месяц, квартал, год)	-	-	I/5 с.I/м, I/кв,I/г	384	5
3.8.6.	Учет расчетов за нефть, полученную от поставщиков по нефтепроводу (по поставщику,управлению; за декаду, месяц)	-	-	I/I0дн.,I/м	384	5
3.8.7.	Учет расчетов за нефть,полученную по ж/д (по поставщику, УМН; за декаду, м-ц)	-	-	I/I0дн.,I/м	I495	20
3.8.8.	Оперативный учет по денежным счетам за сутки, месяц по УМН	-	-	I/с.,I/м	240	3
3.8.9.	Учет кассовых операций по УМН	-	-	I/I0дн.,I/м	2400	3
3.9.	Комплекс задач. Планирование материально-технического					

I	2	3	4	5	6	7
	снабжения	-	-	-	-	-
3.9.I.	Учет и контроль расчетов с поставщиками материалов и оборудования (за декаду, месяц)	-	-	I/I0дн,I/м	I495	20
3.9.2.	Расчет потребности управления в материалах, инструменте, приборах и запасных частях к электротехническому оборудованию	-	-	I/г	480	6
3.9.3.	Составление спецификации по выделенным фондам на материалы, запчасти и другие изделия	-	-	I/г	408	5
3.9.4.	Составление сводных заявок на измерительные приборы, лабораторное оборудование, химреактивы и материалы	-	-	I/г	2400	32
3.9.5.	Расчет плановой потребности в материалах по УМН за год	-	-	I/г	2400	32
3.9.6.	Разработка плана материально-технического снабжения	-	-	I/г	3600	48

I	2	3	4	5	6	7
3.9.7.	Составление заявок, лицевых счетов, расчетов, обеспечивающих выполнение плановых заданий, и финансирование на приобретение оборудования, требующего и нетребующего монтажа	-	-	I/м	I200	I6
3.9.8.	Расчет износа малоценных и быстроизнашивающихся предметов по подразделениям управления	-	-	I/м	I200	I6
3.9.9.	Учет наличия дефицита и сверхнормативных остатков товарно-материальных ценностей по складам УМИ	-	-	I/м	480	6
3.9.I0.	Учет товарно-материальных ценностей по приходу	-	-	I/м	480	5
3.9.II.	Учет движения материальных ценностей по расходу	-	-	I/м	480	5
3.9.I2.	Составление оборотных сальдовых ведомостей	-	-	I/м	I200	I6

I	2	3	4	5	6	7
3.9.I3.	Отчет об остатках, поступлении и расходе сырья и материалов в производственно-эксплуатационной деятельности. Форма № I-СН (квартальная)	-	-	I/кв	480	6
3.9.I4.	Отчет об остатках и реализации фондов материалов в капитальном строительстве	-	-	I/м	480	6
3.I0.	Комплекс задач. Управление капитальным строительством	-	-	-	-	-
3.I0.I.	Контроль за ходом строительства особо важных объектов	-	-	I/5 дн.	897	I2
3.I0.2.	Учет комплектации оборудования строящихся объектов по управлению за месяц	-	-	I/м	897	I2
3.I0.3.	Контроль за работой машин и механизмов на объектах	-	-	I/5 дн.	747	I0
3.I0.4.	Контроль за выполнением физических объемов работ по объектам	-	-	I/5 дн.	598	8
3.I0.5.	Учет и контроль за наличием материалов и оборудования на					

1	2	3	4	5	6	7
	объектах	-	-	I/5 дн.	897	I2
3.I0.6.	Контроль за строительством линейной части нефтепровода	-	-	I/5 дн.	448	6
3.I0.7.	Контроль за сдачей в монтаж импортного оборудования	-	-	I/м	373	5
3.II.	Комплекс задач. Управление трудовыми ресурсами и заработной платой	-	-	-	-	-
3.II.I.	Начисление повременной зар. платы по УМН за месяц	-	-	I/м	I325	60
3.II.2.	Расчет з/платы ИТР и служащих	-	-	I/м	I325	60
3.II.3.	План по труду и з/плате	-	-	I/м	883	40
3.II.4.	Формирование отчета по труду и з/плате	-	-	I/м	883	40
3.II.5.	Расчет з/платы по средним заработкам	-	-	I/м	220	I0
3.II.6.	Расчет месячных и квартальных премий	-	-	I/м	220	I0
3.II.7.	Определение суммы госналогов	-	-	I/м	662	30

I	2	3	4	5	6	7
3.II.8.	Распределение з/платы по профессиям и категориям	-	-	I/м	662	30
3.II.9.	Расчет среднемесячной премии за общие результаты работы предприятия по итогам за год	-	-	I/м	220	I0
3.II.I0.	Составление расчетно-платежной документации	-	-	I/м	883	40
3.II.II.	Формирование отчета по использованию рабочего и календарного времени (по категориям, виду деятельности; подразделениям, управлению; за месяц, с начала года)	-	-	I/м,I/г	I325	60
3.II.I2.	Расчет перечисления вкладов в Госстрах и сберкассы	-	-	I/м	773	35
3.II.I3.	Сводная ведомость по з/плате по категориям видов оплат подразделениям и РНПУ	-	-	I/м	220	I0
3.II.I4.	Расчет удержаний по исполнительным листам	-	-	I/м	66	3
3.II.I5.	Анализ расходования фонда заработной платы	-	-	I/м,I/кв,I/г	I4I	6

I	2	3	4	5	6	7
3.II.I6.	Контроль расходования фонда материального поощрения	-	-	I/м,I/кв,I/г	220	I0
3.II.I7.	Начисление повременной оплаты	-	-	I/м	662	30
3.II.I8.	Расчет з/платы по средним заработкам	-	-	2/м	662	30
3.II.I9.	Определение суммы удержаний за покупку в кредит и прочих удержаний	-	-	I/м	662	30
3.II.20.	Начисление налогов с з/платы прошлого месяца	-	-	I/м	662	30
3.II.2I.	Составление отчета о выполнении плана по труду	-	-	I/м	I4I	6
3.II.22.	Учет среднесписочной численности	-	-	I/с,I/м,I/кв	220	I0
3.II.23.	Начисление аванса	-	-	I/м	220	I0
3.I2.	Комплекс задач. Управление кадрами	-	-	-	-	-
3.I2.I.	Обработка анкет социологического обследования	-	-	I/г	I495	20

1	2	3	4	5	6	7
3.I2.2.	Оформление отчетных карточек и их ведение	-	-	по запросу	2400	32
3.I2.3.	Составление отчета по подготовке кадров	-	-	I/кв,I/г	4800	64
3.I2.4.	Составление сведений о численности и составе специалистов, имеющих высшее образование	-	-	I/г	3840	5I
3.I2.5.	Составление сведений о численности и составе специалистов, имеющих среднеспециальное образование	-	-	I/г	3840	5I
3.I2.6.	Учет личного состава (по РНПУ, н/базам, управлению)	-	-	I/г	2400	32
3.I2.7.	Учет движения кадров по РНПУ, н/базам, УМН	-	-	I/г	2400	32
3.I2.8.	Расчет показателей для отчетности по составу кадров (по УМН за квартал)	-	-	I/кв	2400	32
3.I2.9.	Анализ движения кадров по РНПУ, н/базам, УМН (за месяц, квартал, год)	-	-	I/м,I/кв,I/г	2400	32

I	2	3	4	5	6	7
3.I3.	Комплекс задач. Перспективное планирование основной производственной деятельности УМН	-	-	-	-	-
3.I3.I.	Составление проекта плана на пятилетку по УМН	-	-	I раз в 5 лет	I6800	204
3.I3.2.	Составление перспективного плана по труду и заработной плате в целом по УМН,РНПУ,ПНБ	-	-	I раз в 5 лет	9600	II6
4.	Функция управления. Централизованный контроль и первичная обработка технологической информации	$3{,}95.10^{-5}$	$3{,}8.10^{-6}$	-	-	-
4.I.*	Комплекс задач. Обработка и регистрация телеизмерений	-	-	-	-	-
4.I.I.*	Обработка и регистрация станционных телеизмерений	-	-	РМВ	-	-
4.I.2.*	Обработка и регистрация телеизмерений по линейной части нефтепровода	-	-	РМВ	-	-
4.2.*	Комплекс задач. Обработка и регистрация телесигнализации	-	-	-	-	-

I	2	3	4	5	6	7
4.2.I.*	Обработка и регистрация аварийной сигнализации	-	-	РМВ	-	-
4.2.2.*	Обработка и регистрация изменений состояния насосных агрегатов	-	-	РМВ	-	-
4.2.3.*	Обработка и регистрация изменений режима управления насосной станции	-	-	РМВ	-	-
4.2.4.*	Обработка и регистрация изменений состояния задвижек	-	-	РМВ	-	-
4.3.*	Комплекс задач. Регистрация команд телеуправления	-	-	-	-	-
4.3.I.*	Регистрация команд телеуправления насосными агрегатами	-	-	РМВ	-	-
4.3.2.*	Регистрация команд телеуправления линейными задвижками	-	-	РМВ	-	-
4.3.3.*	Регистрация команд телеуправления станционными задвижками	-	-	РМВ	-	-
4.3.4.*	Регистрация команд телеуправления вспомогательными системами	-	-	РМВ	-	-

I	2	3	4	5	6	7
4.4.*	Комплекс задач. Обработка и регистрация статистической информации	-	-	-	-	-
4.4.I.*	Обработка и регистрация статистической информации	-	-	РМВ	-	-
4.5.*	Комплекс задач. Регистрация команд телерегулирования	-	-	-	-	-
4.5.I.*	Регистрация команд телерегулирования	-	-	РМВ	-	-
4.6.*	Комплекс задач. Формирование команд телеуправления	-	-	-	-	-
4.6.I.*	Формирование команд телеуправления насосными агрегатами	-	-	РМВ	-	-
4.6.2.*	Формирование команд телеуправления линейными задвижками	-	-	РМВ	-	-
4.6.3.*	Формирование команд телеуправления станционными задвижками	-	-	РМВ	-	-

I	2	3	4	5	6	7
4.6.4.*	Формирование команд телеуправления вспомогательными системами	-	-	РМВ	-	-
4.7.*	Комплекс задач. Формирование команд телерегулирования		-	-	-	-
4.7.I.*	Формирование команд телерегулирования	-	-	РМВ	-	-
5*.	Функция управления. Расчет технико-экономических и эксплуатационных показателей функционирования магистрального нефтепровода	$4{,}34.10^{-5}$	$4{,}2.10^{-6}$	-	-	-
5.I.*	Комплекс задач. Оперативный учет по приему, перекачке, поставке нефти	-	-	-	-	-
5.I.I.*	Оперативный учет, контроль и корректировка суточного плана транспорта нефти	-	-	I/с	4830	30
5.I.2.*	Оперативный учет движения нефти	-	-	I/с	59I	7
5.I.3.	Суточная сводка о приеме, перекачке и сдаче нефти по УМН	-	-	I/с	480	4

I	2	3	4	5	6	7
5.I.4.	Составление 2-х часового баланса движения нефти по УМН	-	-	I2/с	960	7
5.I.5.	Составление телетайпограммы в ГТН о приеме, перекачке, поставке, наличии нефти и свободных емкостей	-	-	I/с	I92	I
5.I.6.	Формирование сводки о качестве принимаемой и сдаваемой нефти	-	-	I/с	I92	I
5.I.7.	Передача оперативных сообщений пользователям	-	-	по требованию	I92	I
5.2.	Комплекс задач. Расчет наличия нефти и свободной емкости в резервуарном парке	-	-	-	-	-
5.2.I.	Расчет наличия нефти в резервуарах по УМН и РНПУ	-	-	I/м	223	I0
5.2.2.	Оперативное управление запасами нефти и свободной емкостью в РП	-	-	I2/с	96	4
5.2.3.	Суточная сводка о приеме, перекачке, поставке, отгрузке, наличии нефти и свободной емкости	-	-	I/с	480	2I

I	2	3	4	5	6	7
5.3.	Комплекс задач. Расчет баланса нефти и составление оперативной сводки	-	-	-	-	-
5.3.I.	Составление планового баланса нефти	-	-	I/кв,I/г	I5	2
5.3.2.*	Расчет грузооборота по участкам нефтепроводов	-	-	I/м	2I	3
5.3.3.	Составление сводки о приеме, перекачке, поставке, отгрузке нефти по УМН	-	-	I/с,I/м	3I6	4
5.3.4.*	Расчет грузооборота за сутки (месяц) по УМН	-	-	I/с,I/м	I5	2
5.3.5.	Расчет наличия нефти в магистральных и технологических трубопроводах по УМН и РНПУ	-	-	I/м	39	5
5.3.6.	Составление товарно-балансового отчета о наличии нефти на основании акта инвентаризации	-	-	I/м	79	I0
5.3.7.	Составление отчета о количестве принимаемой, поставляемой нефти	-	-	I/м	79I	I0

I	2	3	4	5	6	7
5.3.8.	Составление отчетов о транспорте нефти по УМН	-	-	I/м	3802	I7
5.3.9.	Подведение итогов выполнения соцобязательств и планов	-	-	I/кв	I440	30
5.3.I0.	Отчет о ж/д перевозках	-	-	I/м,I/кв,I/г	960	I0
5.3.II.	Отчет о погрузке и простоях вагонов по УМН	-	-	I/м	II9	3
5.3.I2.	Составление отчета о ж/д транспорте необщего пользования для УМН	-	-	I/м	II9	3
5.3.I3.	Составление суточных и оперативных сводок о работе нефтепроводов и наливных пунктов	-	-	I/с	I92	2
5.3.I4.	Баланс нефтяной продукции	-	-	I/с,I/м	56	0,5
5.3.I5.	Расчет количества товарной нефти, находящейся в линейной части нефтепроводов и технологических обвязках НПС	-	-	2/с	96	I
5.3.I6.	Анализ товарных отчетов баланса движения нефти по РНПУ	-	-	I/м	2400	28

I	2	3	4	5	6	7
5.3.I7.	Месячная инвентаризация наличия нефти по Управлению	-	-	I/м	2400	28
5.3.I8.	Месячный учет потерь нефти по УМН	-	-	I/м	844	8
5.3.I9.	Составление отчетов о качестве принимаемой и поставляемой нефти по УМН	-	-	I/м	928	II
5.3.20.	Расчет естественной убыли нефти	-	-	I/м	844	8
5.4.*	Комплекс задач. Оперативный учет расхода электроэнергии	-	-	-	-	-
5.4.I.*	Оперативный учет и контроль расхода электроэнергии на перекачку нефти	-	-	I/с	394	I5
5.4.2.*	Оперативный учет расхода электроэнергии при транспорте нефти по УМН	-	-	I/с	562	20
5.4.3.*	Составление сводки по оперативному учету издержек электроэнергии на перекачку нефти	-	-	I/с,I/м	4800	28

I	2	3	4	5	6	7
5.5.	Комплекс задач. Оперативный учет работы основного технологического оборудования	-	-	-	-	-
5.5.I.	Составление отчета о повреждении магистральных нефтепроводов	-	-	I/м	2880	25
5.5.2.	Отчет о работе основного оборудования	-	-	I/г	4800	I7,7
5.5.3.	Учет и анализ работы основного и вспомогательного оборудования	-	-	I/кв	I4400	53,04
5.5.4.	Контроль состояния линейной части и оборудования в процессе вывода нефтепровода на режим	-	-	I/5дн.,I/м, I/кв,I/г	8I4	30
6.	Функция управления. Диагностика протекания технологического процесса, состояния оборудования и комплекса технических средств	$3,87.10^{-5}$	$3,6.10^{-6}$	-	-	-
6.I.	Комплекс задач. Определение					

I	2	3	4	5	6	7
	границ раздела разносортных нефтей в заданные моменты времени при последовательной перекачке	-	-	-	-	-
6.I.I.	Программа расчета температур головы потока нефти	-	-	I/с	8I4	I2
6.2.*	Комплекс задач. Прогнозирование гидравлических характеристик линейных участков магистрального нефтепровода	-	-	-	-	-
6.2.I.*	Прогнозирование гидравлических характеристик линейных участков магистрального нефтепровода	-	-	2/м	960	I0
7.	Функция управления. Идентификация характеристик оборудования технологического процесса	$5{,}53.10^{-5}$	$5{,}4.10^{-6}$	-	-	-
7.I.*	Комплекс задач. Идентификация гидравлических характеристик линейных участков при известных расходах	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7
7.1.1.*	Расчет эффективной вязкости на участке нефтепровода	-	-	I/м	I568	5
7.1.2.*	Оперативная проверка соответствия характеристик нефтепровода реальным условиям эксплуатации	-	-	I/с	480	2
7.1.3.*	Корректировка характеристик линейной части и оборудования нефтепроводов (однониточных, многониточных и разветвленных)	-	-	I/с,I/м	480	2
7.2.	Комплекс задач. Идентификация характеристик элементов оборудования многониточного нефтепровода с гидравлическими связями	-	-	-	-	-
7.2.1.*	Идентификация характеристик элементов оборудования многониточного нефтепровода с гидравлическими связями	-	-	I/м	480	2

I	2	3	4	5	6	7
7.2.2.	Анализ работы основного и вспомогательного оборудования	-	-	в течение года	4800	I5
7.3.	Комплекс задач. Оперативная идентификация коэффициента гидравлического сопротивления линейного участка при известных расходах	-	-	-	-	-
7.3.I.	Сбор и регистрация оперативной информации по УМН	-	-	I2/с	I92	0,6
7.3.2.	Обработка показателей технологических параметров перекачки нефти	-	-	2/с	I92	0,6
8.	Функция управления. Расчет режимов технологических процессов и режимных параметров	$5,53.10^{-5}$	$5,4.10^{-6}$	-	-	-
8.I.	Комплекс задач. Расчет режимов нефтепровода по заданной комбинации включенного оборудования	-	-	-	-	-
8.I.I.*	Расчет карты режимов перекачки	-	-	I/с	II7	30

I	2	3	4	5	6	7
8.I.2.*	Расчет температурного режима трубопроводов	-	-	по запросу	II7	I5
8.I.3.*	Определение эффективности работ магистральных нефтепроводов	-	-	I/м	I034	5
8.I.4.*	Расчет режима трубопровода по заданной производительности	-	-	I/м	II7	30
8.I.5.*	Гидравлический расчет трубопровода	-	-	I/с	2068	I0
8.I.6.*	Выбор режима работы нефтепроводов	-	-	I/с	6204	30
8.I.7.*	Определение режимов работы нефтепровода за сутки	-	-	I/с	II7	30
8.I.8.	Составление технологических карт резервуарных парков УМН	-	-	по запросу	6204	30
8.I.9.*	Технология перекачки по горячему трубопроводу	-	-	-"-	6234	35
8.2.*	Комплекс задач. Расчет максимальной производительности нефтепровода	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7
8.2.1.*	Расчет максимальной производительности при заданном оборудовании	-	-	I/м	I034	5
9.	Функция управления. Управление перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам	$4{,}34.10^{-5}$	$4{,}2.10^{-6}$	-	-	-
9.I.*	Комплекс задач. Расчет программы перевода магистрального нефтепровода с режима на режим, пуска и остановки магистрального нефтепровода	-	-	-	-	-
9.I.I.*	Расчет переходных процессов работы системы регулирования давления на магистральных нефтепроводах	-	-	по запросу	3I02	I5
9.I.2.*	Разработка технологических режимов эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов и насосной станции после их ремонта или ввода в эксплуатацию после строительства	-	-	в течение года	3840	I8,57

1	2	3	4	5	6	7
9.1.3.*	Определение опасных зон на каждом участке нефтепровода от волн превышения давления	-	-	1/г	610	1,5
9.1.4.*	Централизованное управление выводом нефтепровода на режим	-	-	по запросу	6204	30
9.1.5.*	Расчет нестационарного переходного процесса при смене режима перекачки	-	-	по запросу	3102	15
9.1.6.*	Корректировка состояния в процессе вывода нефтепровода на режим	-	-	по запросу	1034	5
9.1.7.*	Корректировка нестационарного процесса нефтепровода при смене режима	-	-	по запросу	3102	15
9.2.	Комплекс задач. Выбор управляющих воздействий при изменениях режимов перекачки и в аварийных ситуациях	-	-	-	-	-
9.2.1.*	Разработка рекомендаций по режиму работы оборудования	-	-	в течение года	2400	5,90

1	2	3	4	5	6	7
9.2.2.	Выработка решений по ликвидации выявленной причины дисбаланса нефтей по управлению	-	-	I2/с	I92	0,47
9.2.3.	Выдача управляющих воздействий для защиты трубопровода от волн давления, возникающих при отключении насосных агрегатов	-	-	по запросу	2400	I0
I0.*	Функция управления. Автоматизированный банк данных	$2,88.I0^{-5}$	$3,I.I0^{-6}$	-	-	-
	Комплекс в целом					
II.*	Функция управления. Диспетчер АСУОТ	$2,72.I0^{-5}$	$2,7.I0^{-6}$	-	-	-
	Комплекс в целом					
I2.*	Информационно-справочная система	$2,96.I0^{-5}$	$3,7.I0^{-6}$	-	-	-
	Комплекс в целом					
I3.*	Телеобработка данных	$2,80.I0^{-5}$	$2,9.I0^{-6}$	-	-	-
	Комплекс в целом					

1	2	3	4	5	6	7

ПРИМЕЧАНИЕ: 1) В графе 5 указана периодичность решения задачи в виде дроби: числитель - количество решений, знаменатель - период (сутки, месяц, квартал, год и т.д.).

2) В случае, если фактические показатели ниже нормативных, указанных в графах 6,7, то при расчете эффективности от эксплуатации АСУ следует применять фактические показатели.

3)* - задачи или комплексы задач, обеспечивающие экономию ед. энергии.

Приложение 2

Определение доли от общей экономии электроэнергии, приходящейся на эксплуатацию автоматизированных задач, оптимизирующих технологические процессы транспортирования нефти

I. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

I.I. Экономия электроэнергии от оптимизации режимов перекачки нефти определяется как разность расхода электроэнергии до внедрения автоматизированных задач и расхода электроэнергии после внедрения задач при перекачке одного и того же количества нефти за один и тот же промежуток времени.

I.2. Для расчета расхода электроэнергии до внедрения автоматизированных задач необходимы данные диспетчерских листов, суточных графиков, сводок по расходу электроэнергии за год предшествующий внедрению задач.

По данным суточных графиков, диспетчерских листов для каждого нефтепровода составляется таблица фиксированных режимов перекачки нефти во всем диапазоне изменений производительности. Данные заносятся в таблицу I.

I.2.I. Каждому фиксированному режиму перекачки нефти соответствует одна совокупность комбинаций агрегатов по всем НПС нефтепровода.

I.2.2. Каждой комбинации включенных агрегатов соответствует одна фиксированная совокупность включенных агрегатов на НПС.

Замена какого-либо из основных агрегатов на другой, либо остановка или включение дополнительного агрегата означает новую комбинацию включенных агрегатов. Изменение любой комбинации работающих агрегатов означает новый фиксированный режим работы нефтепровода.

I.2.3. Для каждого фиксированного режима из сводок по расходу электроэнергии определяется расход электроэнергии.

I.3. Рассчитывается расход электроэнергии после внедрения автоматизированных задач.

I.3.I. Раздел I таблицы 2 заполняется фактическими оптимальными режимами работы нефтепровода, полученными в результате функционирования задач, извлекаемыми из суточных графиков, диспетчер-

ских листов о работе нефтепровода в разрезе месяца. Фактический оптимальный режим работы нефтепровода - реализованный режим из рассчитанного оптимального ряда.

I.3.2. Каждый фактический оптимальный режим работы нефтепровода, приведенный в разделе I таблицы 2, заменяется соответственно одним или несколькими фиксированными режимами (п.I.2.) таким образом, чтобы общий объем перекачки и суммарное время работы на этих режимах были бы равны объему перекачки и времени работы на оптимальных фактических режимах.

$$Q_1 t_1 + Q_2 t_2 = Q_{on} \cdot T_{on} \qquad (1)$$

$$T_{on} = t_1 + t_2 , \qquad (2)$$

где Q_{on} – часовой объем перекачки нефти при оптимальном режиме работы нефтепровода, м³/ч;

T_{on} – время работы нефтепровода на оптимальном режиме, ч;

Q_1, Q_2 – часовые объемы перекачки нефти при фиксированном режиме, м³/ч;

$$Q_1 < Q_{on} < Q_2 ;$$

t_1, t_2 – расчетное время работы нефтепровода при фиксированных режимах (Q_1 , Q_2), ч.

Из (1) и (2) получаем:

$$t_2 = \frac{T_{on}(Q_{on} - Q_1)}{(Q_2 - Q_1)} \qquad (3)$$

$$t_1 = T_{on} - t_2 \qquad (4)$$

Из таблицы фиксированных режимов выбираем расход электроэнергии и время работы на фиксированном режиме $N_{\varphi i}$, $t_{\varphi i}$.
Рассчитываем расход электроэнергии при t_1, t_2 .

$$N_{P1} = \frac{N_{\varphi 1}}{t_{\varphi 1}} \cdot t_1 , \qquad (5)$$

$$N_{P2} = \frac{N_{\varphi 2}}{t_{\varphi 2}} \cdot t_2$$

В разделе II таблицы 2 заносятся данные Q_i, N_{pi}, t_i.

1.4. Определяется размер экономии электроэнергии ($\Theta_{on.pji}$ для чего из показателя итоговой строки расхода электроэнергии (графа 12) раздела II таблицы 2 вычитается показатель итоговой строки расхода электроэнергии (графа 12) раздела I таблицы 2:

$$\Delta\Theta_{on.pji} = \sum_{i=1}^{n_j} N_{pji} - \sum_{i=1}^{n_j} N_{on\,pji}, \qquad (7)$$

где $\Theta_{on\,pji}$ - экономия электроэнергии за счет оптимизации режимов работы i-го нефтепровода в j-ый месяц года, кВт·ч;

$\sum N_{pji}$ - расход электроэнергии при работе i-го нефтепровода на фиксированных режимах, кВт·ч, в j-й месяц года;

$\sum N_{on\,pji}$ - сумма расхода электроэнергии при работе i-го нефтепровода в j-тый месяц года на фактических оптимальных режимах, кВт·ч;

n - количество нефтепроводов в УМН.

1.5. В случае внедрения автоматизированных задач на нефтепроводе, находящемся на стадии строительства, в таблице фиксированных режимов будут отсутствовать непостроенные НПС и применение этой таблицы будет некорректным.

Для таких нефтепроводов экономия электроэнергии определяется как разность удельных норм расхода электроэнергии до и после внедрения автоматизированных задач.

1.5.1. Определяется фактическое снижение удельных норм расхода электроэнергии (Θ_y):

$$\Theta_{yi} = (\Theta_{y1i} - \Theta_{y2i}) \cdot L_i, \qquad (8)$$

где Θ_{y1i} - удельная норма расхода электроэнергии по i-му нефтепроводу за год до внедрения автоматизированных задач, $\frac{\text{кВт·ч}}{1000\ \text{т·км}}$;

Θ_{y2i} - удельная норма расхода электроэнергии по i-му нефтепроводу за год функционирования автоматизированных задач, $\frac{\text{кВт·ч}}{1000\ \text{т·км}}$;

l_i - длина i-го нефтепровода, км.

I.5.2. Экономия электроэнергии по i-му нефтепроводу за год равна:

$$Э^{г}_{уi} = C_i \cdot Э_{уi}, \qquad (9)$$

где C_i - фактическая перекачка нефти по i-му нефтепроводу за год функционирования автоматизированных задач, тыс·т.

I.5.3. Экономия электроэнергии по всем строящимся нефтепроводам УМН на год, кВт·ч:

$$Э^{г}_{умн} = \sum_{i=1}^{n} Э^{г}_{уi} \qquad (10)$$

где i - номер нефтепровода;

n - количество нефтепроводов, находящихся в стадии строительства.

I.6. Определяется экономия электроэнергии за счет оптимизации режимов работы нефтепровода в пересчете на год в целом по УМН путем суммирования экономии электроэнергии за все месяцы рассматриваемого года по всем нефтепроводам, т.е.

$$\Delta Э^{г}_{оп.р} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{12} \Delta Э_{оп.р ji} + Э^{г}_{умн}, \qquad (11)$$

где j - номер месяца в году;

i - номер нефтепровода;

n - количество нефтепроводов в УМН.

2. ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ ОПТИМИЗАЦИИ (УСЛОВНО)

2.I. Исходные данные:

рассматриваемый период - июль месяц;

таблица фиксированных режимов - таблица 1;

фактические оптимальные режимы работы нефтепровода в рассматриваемом месяце - таблица 2, раздел I.

2.2. Заменяем фактические оптимальные режимы фиксированными таким образом, чтобы общий объем перекачки и суммарное время

Таблица I

Таблица фиксированных режимов работы нефтепровода

Номер режима	Номера включенных агрегатов по НПС							Продолжительность работы на режиме, ч ($t_{\varphi i}$)	Производительность нефтепровода по режимам, м3/ч (Q_i)	Расход электроэнергии по режимам, кВт.ч ($N_{\varphi i}$)
	НПС1	НПС2	НПС3	НПС4	НПС5	НПС6	НПС7			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I	I,2,3	I,2	2,4	I,4	3,4	I,2	2,4	50	6800	2871464
2	I,2,3	2,4	2,4	I,2	3,4	I,2	2,4	I4	7000	827657
3	I,2,3	I,2	2,4	I,2	3,4	I,2	I,4	33,5	7200	2037050
4	I,2,4	I,2	2,4	I,3	3,4	I,2	I,3	45	7400	3374845
5	I,2,4	I,2	2,4	I,3	2,4	I,2	2,4	20	7700	I300604
6	I,2,4	2,4	I,3	I,2	3,4	I,2	2,4	46,5	7650	3004269
7	I,2,3	2,4	I,4	I,3	2,4	I,2	2,4	20	7500	I208560
8	I,2,3	I,2	2,4	I,3	3,4	I,2	I,3	37	7400	2312373
9	I,2,3	2,4	I,3	I,2	3,4	I,2	2,4	37	7650	2390494
I0	I,2,3	I,2	2,4	I,2	3,4	I,2	I,4	I00	7200	6080742
II	I,2,4	I,2	2,4	I,3	2,4	I,2	2,4	84	7700	5462531
I2	I,2,4	I,4	2,3	I,2	3,4	I,2	2,4	20	7300	I337764

Таблица 2

Экономия электроэнергии от оптимизации режимов перекачки нефти по нефтепроводу на июнь 1980г.

Наименование месяца	Номер режима	Номера включенных агрегатов по НПС							Продолжительность работы на режиме, (ч)	Производительность нефтепровода по режимам, (м3/ч)	Расход электроэнергии по режимам, (кВт.ч)
		НПС1	НПС2	НПС3	НПС4	НПС5	НПС6	НПС7			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Раздел I. Фактические оптимальные режимы											
	I	I,2	I,4	2,6	I,2	I	I,2	I,4	79,5	7015	4869215
	2	I,2,3	I,4	I,2,3	I,2	3,4	2,3	I,2	I06,5	7600	6486340
июнь	3	I,2,3	I,4	I,2	I,2	I,2,4	I,24	I,4	74	7520	4690377
	4	I,2,3	I,4	2,3	I,3	I,3	I,3	I,4	I84	7450	II554067
Всего за месяц									444		27599999
Раздел II. Фиксированные режимы											
	I	I,2,3	2,4	2,4	I,2	3,4	I,2	2,4	73,5	7000	4345I99
	2	I,2,3	I,2	2,4	I,2	3,4	I,2	I,4	6	7200	364845
	3	I,2,4	I,2	2,4	I,3	3,4	I,2	I,3	92	7400	6899683

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
	4	I,2,3	2,4	I,4	I,3	2,4	I,2	2,4	I9I,5	7500	II603962
	5	I,2,3	2,4	I,3	I,2	3,4	I,2	2,4	8I	7650	52277323
Всего за месяц									444		2844I42I
Экономия за месяц											84I422

работы на этих режимах были бы равны объему перекачки и времени работы на оптимальных фактических режимах.

Оптимальный режим I.

$$Q_{on} = 7015 \text{ м}^3/\text{ч}; \qquad T_{on} = 79{,}5 \text{ (ч)}.$$

Из таблицы фиксированных режимов (табл. I) выбираем Q_1 и Q_2;

$Q_2 > Q_{on} > Q_1$, $Q_1 = 7000$ м^3/ч; $\qquad Q_2 = 7200$ м^3/ч;

$$t = \frac{T_{on}(Q_{on} - Q_1)}{(Q_2 - Q_1)} = \frac{79{,}5\ (7015 - 7000)}{(7200 - 7000)} = 5{,}96 \approx 6 \text{(ч)} \quad (3)$$

$$t_1 = T - t_2 = 79{,}5 - 6 = 73{,}5 \text{ (ч)} \quad (4)$$

2.3. Определяем расход электроэнергии на режимах Q_1 и Q_2 за время t_1, t_2.

При Q_1 расход электроэнергии за I4 часов - 827657 кВт.ч, при Q_2 - за 33,5 ч расход 2037050 кВт·ч (из таблицы 2). Расход электроэнергии за время t_1 при работе на I режиме будет

$$N_{p_1} = \frac{N_{\Phi 1} t_1}{t_{\Phi 1}} = \frac{827657}{I4} = \cdot\ 73{,}5 = 4345199{,}2 \text{ (кВт·ч)} \quad (5)$$

Таким же образом считаем N_{p_2} .

$$N_{p_2} = \frac{N_{\Phi 2} t_2}{t_{\Phi 2}} = \frac{2037050 \cdot 6}{33{,}5} = 364845 \text{(кВт·ч)} \quad (6)$$

2.4. По этой же методике заменяем оптимальные режимы 2,3,4 - фиксированными.

Данные записываем в разделе II таблицы 2.

2.5. Определяется размер экономии электроэнергии за месяц по i -му нефтепроводу.

$$\Delta \mathcal{Э}_{mpji} = 2844142I - 27599999 = 841422 \text{ (кВт·ч)} \quad (7)$$

3. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ОПТИМИЗАЦИИ ПЕРИОДИЧНОСТИ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.I. Для оценки экономической эффективности от внедрения оптимальной периодичности очистки необходимо сопоставить приведенные диаметры трубопровода при фактической и оптимальной периодичности очистки.

3.1.1. Для каждого нефтепровода УМН приводятся исходные данные для расчета приведенного к годовому периоду диаметра нефтепровода ($Q_{пр2}$) при оптимальной периодичности очистки.

3.1.2. Приведенный к годовому периоду диаметр i -го нефтепровода при оптимальной очистке определяется по формуле

$$d_{пр2i} = \sqrt[4,75]{\frac{T_{гп}}{\sum_{p=1}^{z} T_p / d_{срi}^{4,75}}}, \qquad (12)$$

где $T_{гп} = \sum_{p=1}^{z} T_p$ – рассматриваемый годовой период времени;

$d_{срi} = \frac{d_{1i} + d_{2i}}{2}$; d_{1i}, d_{2i} диаметр i-го нефтепровода соответственно в начале и в конце периода T_p ;

p – номер периода;

z – количество периодов.

3.1.3. По каждому нефтепроводу УМН составляется таблица исходных данных для расчета приведенного к годовому периоду диаметра нефтепровода при фактической периодичности очистки. Используются данные года, предшествующего внедрению оптимальной периодичности очистки нефтепровода.

Примечание. В данном случае используется сложившаяся разбивка на периоды от очистки до очистки. В тех случаях, когда изменение эквивалентного диаметра за период между очистками значительно, внутри периодов производится дополнительная разбивка таким образом, чтобы разность начального и конечного диаметров за время по абсолютной величине не превышала 0,01 м номинального диаметра нефтепровода.

3.1.4. Приведенный к годовому периоду диаметр i -го нефтепровода при фактической периодичности очистки ($d_{пр1i}$) определяется по формуле(12).

3.1.5. Экономия электроэнергии от оптимальной периодичности очистки i -го нефтепровода определяется по формуле

$$N_{эпi} = N_1 \left[1 - \left(\frac{d_{пр1}}{d_{пр2}}\right)^{4,75}\right], \qquad (13)$$

где N_1 – расход электроэнергии за годовой период при фактической периодичности очистки i-го нефтепровода.

3.1.6. Экономия электроэнергии при оптимизации периодичнос-

ти очистки нефтепровода в пересчете на всю трубопроводную сеть УмН определяется по формуле

$$N_{on.o}^{UMH} = \sum_{i=1}^{n} N_{on\,oi}, \qquad (I4)$$

где i – номер нефтепровода;

n – количество нефтепроводов в трубопроводной сети УмН.

3.2. Пример расчета экономии электроэнергии от оптимальной периодичности очистки нефтепровода (условный).

3.2.1. Полученные на ЭВМ результаты решения задачи по определению оптимальной периодичности очистки нефтепровода заносятся в таблицу 3.

3.2.2. Рассчитывается приведенный к годовому периоду диаметр нефтепровода при оптимальной очистке.

$$d_{np_2} = \sqrt[4,75]{\frac{T_{пв}}{\sum T/d_{np}^{4,75}}} = \sqrt[4,75]{\frac{365}{2066}} = 0,694\,(м) \qquad (I2)$$

3.2.3. Аналогично определяется приведенный к годовому периоду диаметр нефтепровода при фактической периодичности очистки, который равен

$$d_{np_1} = 0,688\,(м)$$

3.2.4. Экономия электроэнергии при перекачке нефти по трубопроводу с оптимальной периодичностью его очистки определяется по формуле

$$N_{on.o} = N_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{d_{np.1}}{d_{np\,2}}\right)^{4,75}\right] = 33510000 \times \qquad (I3)$$

$$\times \left[1 - \left(\frac{0,688}{0,694}\right)^{4,75}\right] = 1354005\,(кВт\,ч)$$

Таблица 3

Исходные данные для расчета приведенного диаметра

Наименование показателя	Периоды									Σ
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
T, сут	232	21	21	12,5	12,5	15	15	18	18	365
$d_{ср}$, м	0,6960	0,6920	0,6920	0,6905	0,6905	0,6910	0,6910	0,6915	0,6915	-
$d_{ср}^{4,75}$	0,1788	0,1740	0,1740	0,1722	0,1722	0,1728	0,1728	0,1734	0,1734	-
$T / d_{ср}^{4,75}$	1298,0	120,8	120,8	72,6	72,6	86,8	86,8	103,7	103,7	2065,8

Приложение 3

Определение доли от общего увеличения объема перекачки нефти, приходящейся на эксплуатацию задач, обеспечивающих работу нефтепроводов в автоматическом управляющем режиме

I. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ СОКРАЩЕНИЯ ВРЕМЕНИ ВЫВОДА НЕФТЕПРОВОДА НА РЕЖИМ

I.I. Применение ЭВМ в сфере управления перекачкой нефти повышает надежность эксплуатации оборудования, которая проявляется в сокращении потерь времени на переходных процессах при изменениях режима при выводе оборудования, зависящих от персонала НПС.

I.2. Эффект выражается натуральным показателем - объемом дополнительно перекачанной нефти.

I.3. Сокращение времени вывода i-го нефтепровода на режим определяется по формуле

$$\Delta T_i = \frac{T_i - T_{i\,ЭВМ}}{60}, \qquad (I)$$

где T_i - время вывода i-го нефтепровода на режим до функционирования ЭВМ в управляющем режиме, мин;

$T_{i\,ЭВМ}$ - время вывода i-го нефтепровода на режим при функционировании ЭВМ в управляющем режиме, мин.

I.4. Сокращение времени вывода i-го нефтепровода на режим в пересчете на год определяется по формуле

$$\Delta T_{i\,год} = \sum_{j=1}^{K} \Delta T_{ji} \quad (j = 1,2,\ldots,K), \qquad (2)$$

где K - количество выводов на режим i-го нефтепровода в рассматриваемом году.

I.5. Сокращение времени вывода нефтепроводов по УМН в пересчете на год определяется по формуле

$$T_{умн} = \sum_{i=1}^{n} \Delta T_{i\,год}, \qquad (3)$$

где n - количество нефтепроводов в УМН.

I.6. Увеличение объема перекачки за счет сокращения времени вывода i-го нефтепровода на режим ΔQ_i^{β} определяется по

формуле

$$\Delta Q_i^{\ell} = 0{,}50 \cdot Q_i \cdot \Delta T_i \qquad (4)$$

где 0,50 – коэффициент, учитывающий изменение производительности в период вывода нефтепровода на режим, взят равным 0,50 на основании данных работы нефтепроводов УСЗмН и УМНЗ и СЗС;

Q_i – часовая производительность i-го нефтепровода планируемого режима, м³/ч.

I.7. Увеличение объема перекачки нефти от сокращения времени вывода i-го нефтепровода на режим в пересчете на год ($\Delta Q_{i\,год}^{\ell}$) определяется по формуле

$$\Delta Q_{i\,год}^{\ell} = \sum_{j=1}^{K} \Delta Q_{ij}^{\ell} \qquad (5)$$

I.8. Увеличение объема перекачки по сети нефтепроводов УМН ($\Delta Q_{умн}^{\ell}$) в пересчете на год определяется по формуле

$$\Delta Q_{умн}^{\ell} = \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_{год}^{\ell} \qquad (6)$$

I.9. Порядок расчета эффективности от сокращения времени вывода нефтепровода на режим.

I.9.I. Сокращение времени вывода на режим нефтепровода составляет

$$\Delta T_i = \frac{131 - 15}{60} = 1{,}9 \text{ (ч)},$$

где T_i = 131 мин – время вывода нефтепровода на режим по системе телемеханики;

T_i = 15 мин – время вывода нефтепровода на режим с использованием ЭВМ в управляющем режиме.

I.9.2. Сокращение времени вывода нефтепровода на режим в пересчете на год составляет

$$\Delta T_i = 200 \cdot 1{,}9 = 380 \text{ (ч)} \qquad (2)$$

где K = 200 – количество переходов с режима на режим в течение года.

I.9.3. Увеличение объема перекачки за счет сокращения времени вывода нефтепровода на режим составит

$$\Delta Q_i^{\ell} = 0{,}50 \cdot 7840 \cdot 1{,}9 = 7448 \text{ (м}^3\text{)} \qquad (4)$$

I.9.4. Увеличение объема перекачки по нефтепроводу за счет сокращения времени вывода его на режим в пересчете на год составит

$$\Delta Q^{p}_{i\,год} = 200 \cdot 7448 = 1489600 \quad (м^3) \qquad (5)$$

Приложение 4

Наименование ведомства

Наименование учреждения или организации

А К Т

приемки задач с техническим, математическим и организационным обеспечением в промышленную эксплуатацию

Индекс Дата Место составления

Задача _____ разработана
(наименование задачи)

_____
(наименование организации, разработавшей задачу)

для _____ прошла опытную эксплуатацию (вклю-
(наименование объекта)
чая программы, технические средства АСУ МН, должностные инструкции) в предусмотренных техническим проектом АСУ МН режимах функционирования, доработана по результатам опытной эксплуатации и принимается заказчиком в промышленную эксплуатацию.

Перечень технических средств АСУ МН, используемых для решения данной задачи и принимаемых в промышленную эксплуатацию

Наименование технических средств	Количество	Норма позиции по планировке или монтажной схеме	Примечание

Перечень машинных программ и инструкций, используемых для решения данной задачи и принимаемых в промышленную эксплуатацию

Наименование программ и инструкций	Количество экземпляров	Примечание

Перечень должностных инструкций, используемых для решения данной задачи и принимаемых в промышленную эксплуатацию

Наименование инструкции	Количество экземпляров	Примечание*

* В случае использования в различных задачах одних и тех же технических средств АСУ МН, программ и должностных инструкций последние вносятся в вышеприведенные перечни при составлении актов приемки в промышленную эксплуатацию каждой из этих задач, а в графе "Примечание" указывается номер акта, по которому данное техническое средство, программа или инструкция были ранее приняты в промышленную эксплуатацию.

Составлен акт в _____ экземплярах

(местонахождение экземпляров акта)

Представитель организации-разработчика:

Представитель организации-заказчика:

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Определение хозрасчетных стоимостных показателей экономической эффективности АСУМН	6
3. Определение хозрасчетных натуральных показателей экономической эффективности АСУМН	I0
4. Фонды экономического стимулирования	I5
5. Пример определения экономической эффективности АСУМН и фонда экономического стимулирования	20
6. Краткая характеристика программы расчета показателей экономической эффективности систем магистральных нефтепроводов	27
Литература	3I
Приложение I. Эффектообразующие показатели автоматизации функций и задач управления	33
Приложение 2. Определение доли от общей экономии электроэнергии, приходящейся на эксплуатацию автоматизированных задач, оптимизирующих технологические процессы транспортирования нефти	80
Приложение 3. Определение доли от общего увеличения объема перекачки нефти, приходящейся на эксплуатацию задач, обеспечивающих работу нефтепроводов в автоматическом управляющем режиме	9I
Приложение 4. Акт приемки задач с техническим, математическим и организационным обеспечением в промышленную эксплуатацию	94

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ

РД 39-30-1059-84

Издание ВНИИСПТнефть
450055, г.Уфа, просп.Октября, 144/3

Редактор Л.В.Батурина

Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано к печати 31.10.84 г. П03748
Формат 60х90/16. Уч.-изд.л. 5,0. Тираж 200 экз.
Заказ 210

Ротапринт ВНИИСПТнефть

gost.e-ecolog.ru