Министерство нефтяной промышленности

УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803—89-Р

1989

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕН
заместителем министра,
начальником Главтюменнефтегаза
В. И. Грайфером
14 декабря 1988 г.

УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803—89-Р

Настоящий документ разработан
Государственным научно-исследовательским
и проектным институтом нефтяной и газовой
промышленности им. В. И. Муравленко
(Гипротюменнефтегазом)

Директор — *Ю. А. Лукашкин*

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ:

Зам. главного инженера, к. т. н. — *Ю. Б. Новоселов*

Зав. научно-исследовательским отделом электроснабжения и электрооборудования, к. т. н. — *В. П. Фрайштетер*

Зав. сектором электрических нагрузок, к. т. н. — *Р. А. Кудряшов*

Зав. сектором энергетических режимов — *И. А. Ниссенбаум*

Главный специалист по стандартизации — *С. М. Петрушенко*

Главный энергетик Главтюменнефтегаза — *В. С. Мякинин*

Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и электропотребления предприятий нефтяной промышленности содержат руководящие материалы и методическую информацию по расчету электрических нагрузок и электропотребления, регулированию суточного графика электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, расчету устойчивости нагрузки в пусковых и переходных режимах.

В директивной части изложены основные положения общесоюзных нормативных и инструктивных материалов, регламентирующих взаимоотношение энергосистемы и потребителей в области потребления электроэнергии.

Настоящий Руководящий документ разработан отделом электроснабжения и электрооборудования Гипротюменнефтегаза при участии отдела главного энергетика Главтюменнефтегаза.

Разработчики: к.т.н. Р.А.Кудрявцев, инженеры А.А.Буторин, И.Л.Нюссенбаум.

В работе над документом принимали участие инженеры С.А.Ермаков и А.А.Казьмин.

Под общей редакцией кандидатов технических наук Ю.Б.Новоселова и В.П.Фрайштетера, главного энергетика Главтюменнефтегаза В.С.Мухинина.

(С) Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности имени В.И.Муравленко (Гипротюменнефтегаз), 1989 г.

Руководящий документ

УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803-89-Р

Вводится впервые

Приказом по Главтюменнефтегазу от 2 февраля 1989 г. № 58 срок действия установлен с 01.09.1989 г. до 01.09.1992 г.

Настоящие Указания предназначены для проектных организаций и энергетических служб предприятий Главтюменнефтегаза.

Указания содержат нормативные требования и методические рекомендации по расчету электрических нагрузок, электропотребления предприятий нефтяной промышленности, регулированию режимов электропотребления, расчету устойчивости и пусков крупных электродвигателей, компенсации реактивной мощности.

Указания распространяются на технологические объекты нефтяных месторождений, получающие питание от источников электрической энергии государственной энергосистемы.

Указания не распространяются на технологические объекты транспорта нефти по магистральным нефтепроводам и переработки попутного нефтяного газа, однако могут быть использованы соответствующими предприятиями и проектными организациями в качестве справочных сведений.

I. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

I.I. Общие положения

I.I.I. Взаимоотношения энергосистемы с потребителями электроэнергии регламентируются рядом директивных, нормативных и инструктивных документов и материалов и в первую очередь - "Правилами пользования электрической и тепловой энергией".

I.I.2. Пользование электрической энергией допускается на основании договора, заключенного между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом), установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Такой потребитель является основным потребителем энергоснабжающей организации. К договору прилагается акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон. Договоры на пользование электрической энергией заключаются в соответствии с типовыми договорами. Потребители, питающиеся от сетей основного потребителя, называются субабонентами.

I.I.3. Координация взаимоотношений между энергосистемой и потребителями осуществляется предприятиями Энергонадзора.

I.2. Основные определения

I.2.I. Потребитель электроэнергии - предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, площадка, строения и т.п., присоединенные к электросетям энергоснабжающей организации и использующие энергию с помощью имеющихся приемников электрической энергии.

I.2.2. Абонент энергоснабжающей организации - потребитель, непосредственно присоединенный к электросетям энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электросетей, права и условия пользования электрической энергией которого

обусловлени договором между энергоснабжающей организацией и потребителем или его вышестоящей организацией.

I.2.3. Договорная величина потребления электрической энергии – согласованное в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем количество электроэнергии.

I.2.4. Договорная величина потребляемой мощности – согласованная в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем максимальная тридцатиминутная нагрузка потребителя в часы контроля, установленные договором.

I.2.5. *Расчетный период – период времени, за который должны быть учтены и оплачены абонентом-плательщиком электроэнергия и мощность.*

I.2.6. Перерыв в электроснабжении – факт одновременного полного прекращения подачи напряжения потребителю по всем точкам расчетного (коммерческого) учета, предусмотренного договором. Время перерыва в электроснабжении считается с момента исчезновения напряжения по всем точкам учета до появления напряжения хотя бы в одной точке учета.

I.2.7. Отключение электроэнергии – прекращение подачи напряжения на одну или несколько точек расчетного (коммерческого) учета.

I.2.8. Ограничение – снижение потребления электроэнергии и мощности потребителем вследствие предусмотренных в договоре мероприятий.

I.2.9. *Недоотпущенная электроэнергия – количество электроэнергии, которое не получено потребителем за время перерыва электроснабжения, рассчитанное в соответствии с действующей методикой за расчетный период.*

I.2.IO. Недоотпущенная электроэнергия – количество электроэнергии, недоданное потребителю против договорной вследствие отключений и ограничений, рассчитанное по действующей методике за расчетный период.

I.2.II. Недоиспользованная электроэнергия – количество электроэнергии, равное разнице между договорной и фактически полученной величиной вследствие снижения потребления.

I.3. Основные положения о прямом договоре

I.3.I. Договор на пользование электроэнергией заключается на 5 лет.

Исходными данными для установления договорных величин являются производственная программа выпуска продукции (работ, услуг) потребителя и нормы электропотребления на каждый вид продукции с учетом плана внедрения энергосберегающих технологий и предписанных органами Госэнергонадзора мероприятий по экономии электрической энергии.

I.3.2. При заключении договоров энергосистема исходит из предельного уровня электроэнергии и мощности, задаваемого ей для собственного потребления.

I.3.3. Определенные договорами, объемы электропотребления являются основой для планирования балансов электроэнергии на всех уровнях, включая Госплан СССР.

I.3.4. Расчетным периодом потребления электрической энергии и мощности является I месяц.

I.3.5. Предложения по уточнению и изменению величин потребления электрической энергии и мощности, установленных договором,

могут вноситься сторонами не позднее чем за 10 дней до наступления очередного расчетного периода.

I.3.6. Санкции в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.08.88 г. № 929 вступают в действие при отклонениях, как правило, более ± 2,5 договорных величин потребления электрической энергии и мощности.

I.3.7. С потребителями, имеющими автоматизированный учет, суматоры или счетчики с указанием максимума, энергоснабжающая организация может по договоренности устанавливать более широкие пределы отклонения от договорных величин.

I.3.8. На стадии формирования договорных величин потребления электрической энергии и мощности органы Госэнергонадзора вносят предложения по изменению договорных величин, исходя из выявленных фактов нерационального использования электрической энергии на данном предприятии.

I.3.9. В целях стимулирования соблюдения режима потребления и энергосбережения применяются скидки и надбавки к тарифу.

При превышении договорных значений:

электроэнергия – надбавка к тарифу на величину, равную топливной составляющей себестоимости электроэнергии. Величина топливной составляющей оговаривается в договоре;

мощности – надбавка к тарифу, равная прейскурантной цене с коэффициентом К=0,3, на величину превышения.

I.3.10. При недоиспользовании договорной величины энергии потребитель оплачивает неустойку энергосистеме, равную оплате недоиспользованной электроэнергии по тарифу, уменьшенному на величину топливной составляющей себестоимости I кВт.ч; остальная часть экономии за недоиспользованную электроэнергию остается у потребителя.

I.3.II. Потребители, участвующие в управлении нагрузкой и сформившие это в договоре, оплачивают потребление мощности за этот расчетный период со скидкой с тарифа, пропорциональной снижению нагрузки в часы максимума энергосистемы, выраженной в процентах.

Для указанных потребителей обязательно наличие автоматизированного учета, суматоров, счетчиков с указанием максимума.

I.3.I2. В соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.07.88 г. № 929 " Об упорядочении системы экономических (имущественных) санкций, применяемых к предприятиям, объединениям и организациям":

I) энергоснабжающие организации уплачивают потребителям:

в случаях перерывов в энергоснабжении по их вине – штраф в размере десятикратной стоимости неотпущенной электрической и пятикратной стоимости неотпущенной тепловой энергии;

в случае подачи энергии пониженного качества (с отклонениями от установленных параметров сверх допускаемых пределов) – штраф в размере 25% стоимости этой энергии;

2) потребители энергии уплачивают энергоснабжающим организациям десятикратную стоимость электрической энергии и электрической мощности и пятикратную стоимость тепловой энергии, израсходованных сверх количества, предусмотренного на соответствующий период договором.

I.4. Расчеты за электропотребление

I.4.I. В соответствии с прейскурантом № 09-0I одноставочный тариф состоит только из платы за I кВт.ч отпущенной потребителю активной электрической энергии, учтенной расчетным счетчиком.

По одноставочным тарифам электрическую энергию оплачивают следующие группы потребителей:

1) промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВ.А;

2) промышленные и приравненные к ним потребители, расходующие электрическую энергию на освещение и прочие нужды зданий и помещений, не связанных с производством (жилые поселки, отдельные жилые дома, общежития, гостиницы, кинотеатры, клубы, больницы, поликлиники, медпункты, столовые и т.п.).

1.4.2. По двухставочному тарифу рассчитываются промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВ.А и выше.

Предприятия подсобной промышленности имеют, как правило, присоединенную мощность выше 750 кВ.А. Поэтому расчеты за пользование электроэнергией производятся по двухставочному тарифу, состоящему из годовой платы за 1 кВт, заявленной (абонированной) потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы (основная ставка), и платы за 1 кВт.ч отпущенной потребителю активной электрической энергии (дополнительная ставка).

1.4.3. Заявленная мощность - это абонированная потребителями (абонентами) наибольшая получасовая электрическая мощность, совпадающая с периодом максимальной нагрузки энергосистемы, используемая на производственные нужды, включая мощность субабонентов двухставочного тарифа.

1.4.4. Если абонент, рассчитывающийся за электроэнергию по двухставочному тарифу, отпускает часть энергии субабонентам по одноставочным тарифам, он платит энергоснабжающей организации

ей мощность, уменьшающую на значение нагрузки этих субабонентов, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы.

I.4.5. При отсутствии электросчетчиков, фиксирующих максимум нагрузки субабонентов, их фактическая нагрузка должна определяться на основе суточных графиков нагрузки за характерные периоды года и фиксироваться в договоре абонента с энергоснабжающей организацией.

I.4.6. Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом ее нагрузки и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

I.4.7. Плата за I кВт·ч установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

I.4.8. Граница раздела сетей потребителей и энергосистемы проходит на предприятиях нефтяной промышленности на ПШ IIO (220)/35 кВ с установкой приборов учета потребления электроэнергии на стороне IIO (220) кВ.

I.4.9. Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в прейскуранте плата за I кВт.ч отпущенной потребителю электрической энергии умножается на коэффициент I,025.

I.4.IO. Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы $P_к$, фиксируется поквартально в договоре и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому получасовому максимуму активной нагрузки $P_ф$ потребителя, определяемому по показаниям специальных приборов учета.

I.4.II. При отсутствии приборов учета, фиксирующих максимум активной нагрузки, периодический контроль за фактическим значением максимальной мощности потребителей за расчетный период может осуществляться по получасовым записям показаний обычных расчетных электросчетчиков.

I.4.I2. При наличии нескольких питающих линий за расчетную нагрузку принимается совмещенный получасовой максимум нагрузки потребителя в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

I.4.I3. Методика определения величины $P_м$ и P потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы приведена в разделе 2.

I.4.I4. Оплата дополнительной мощности не дает права на дальнейшее использование повышенной по сравнению с предусмотренной в договоре заявленной (абонированной) мощности без получения от энергоснабжающей организации в каждом случае соответствующего разрешения.

I.4.I5. Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы будет ниже установленной договором, оплата производится по значению нагрузки, обусловленному договором.

I.4.I6. Потребители-регуляторы графика нагрузки, не участвующие в суточных максимумах нагрузки энергосистемы и работающие по графику, согласованному с энергоснабжающей организацией, оплачивают электроэнергию только по дополнительной ставке двухставочного тарифа.

Часы и режим работы электроустановок потребителя регулятора нагрузки указываются в договоре.

I.4.17. Для Хмельэнерго первая ставка двухставочного тарифа составляет 39 руб. за I кВт в год, а вторая ставка - 0,0II руб. за I квт.ч потребленной энергии.

I.5. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей

I.5.I. При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями, согласно прейскуранту № 09-0I, применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

I.5.2. Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ.А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимается наибольшая реактивная мощность, передаваемая из сетей энергосистемы в течение получаса в период максимума активной нагрузки энергосистемы $Q_{э1}$, и средняя реактивная мощность, передаваемая из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период наименьшей нагрузки $Q_{э2}$, определяемые за расчетный период (квартал) по показаниям приборов учета.

I.5.3. Периоды наибольших и наименьших активных нагрузок энергосистемы (пиковая и ночная зоны) устанавливаются энергоснабжающей организацией и фиксируются в договоре на пользование электроэнергией.

I.5.4. Суммарная скидка или надбавка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше состоит из двух составляющих:

I) надбавки к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности $Q_{ф1}$ по сравнению с заданным энергоснабжающей организ

ции оптимальным значением $Q_{э1}$ в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавка к тарифу H_1, %, за повышенное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяется по формуле

$$H_1 = 30 \cdot \frac{Q_{ф1} - Q_{э1}}{P_ф}, \qquad (1)$$

где $P_ф$ – фактическое значение максимальной получасовой активной мощности потребителя в часы наибольших активных нагрузок энергосистемы за расчетный период (квартал).

Если фактическая реактивная мощность $Q_{ф1}$ меньше заданной $Q_{э1}$, значение надбавки H_1 принимается равным нулю;

2) скидки или надбавки к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оценивающее отклонением фактического потребления реактивной мощности $Q_{ф2}$ от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения $Q_{э2}$ в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Скидка или надбавка к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств H_2, %, определяется по формуле

$$H_2 = 20 \frac{|Q_{ф2} - Q_{э2}|}{P_ф} - 2. \qquad (2)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное – скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. В случае, когда $Q_{ф2} = Q_{э2}$, будет иметь место максимальная скидка H_2, равная 2%.

При определении скидок и надбавок полученные величины округляются до десятых долей процента.

I.5.5. После определения величин H_1 и H_2 суммарная скидка или надбавка H_Σ, %, определяется как сумма их значений (с учетом знака H_2):

$$H_\Sigma = H_1 + H_2. \qquad (3)$$

I.5.6. Скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за расчетный период (квартал) при оплате электрической энергии по двухставочному тарифу исчисляется с суммарной платы за максимальную активную мощность предприятия, кВт, и учтенную расчетным счетчиком потребленную электрическую энергию, кВт.ч:

$$T = (C_0 \cdot P_{макс} + C_1 W)(1 + H_\Sigma), \qquad (4)$$

где T – затраты по тарифу на электроэнергию, руб.;

C_0 – основная ставка тарифа за год, руб./кВт;

$P_{макс}$ – заявленный максимум, кВт;

C_1 – дополнительная ставка тарифа, руб./кВт.ч;

W – потребление электроэнергии за год, кВт.ч.

I.5.7. Методика определения фактических значений реактивной мощности $Q_{ф1}$ и $Q_{ф2}$ приведена в разделе 2.

I.5.8. Значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ определяются энергоснабжающей организацией для каждого квартала по методике, утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР.

I.5.9. Если электроустановки потребителя получают питание от разных источников, энергоснабжающая организация устанавливает оптимальную реактивную нагрузку потребителя отдельно по каждому источнику питания.

1.5.10. Режим и график работы компенсирующих устройств, которые могут отдавать реактивную мощность в сеть энергосистемы, устанавливаются энергосистемой в зависимости от потребности в реактивной мощности на данном участке электросети.

Отдача в сеть энергосистемы абонентами реактивной мощности производится с согласия энергосистемы.

Поступающая в сеть энергосистемы реактивная мощность оплачивается энергосистемой по тарифу в размере 25 % дополнительной ставки двухставочного тарифа.

Реактивная мощность оплачивается только в случае, когда энергосистема задает график отдачи реактивной мощности в сеть.

1.5.11. Энергоснабжающая организация может контролировать значения $Q_{\text{ф1}}$ и $Q_{\text{ф2}}$ в любые сутки расчетного периода.

Способ и условия контроля реактивной мощности с указанием приборов, которыми он будет производиться, должны быть оговорены в договоре на пользование электроэнергией.

1.6. Скидки с тарифа за снижение по вине энергоснабжающих организаций качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и надбавки к тарифу за снижение качества электроэнергии по вине потребителей

1.6.1. При расчете с промышленными и приравненными к ним потребителями, получающими электрическую энергию от энергосистем, в том числе и через сети основных потребителей, применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за отклонение качества электрической энергии от нормы.

1.6.2. Скидки с тарифа применяются в тех случаях, если по вине энергоснабжающей организации снизилось качество электро-

энергии по показателям, характеризующим: отклонения частоты и напряжения, колебания частоты и напряжения, несимметрию токов и напряжения, несинусоидальность токов и напряжений.

I.6.3. Надбавки к тарифу применяются в случае снижения по вине потребителя качества электроэнергии по тем же показателям, за исключением отклонений частоты и напряжения.

I.6.4. В соответствии с дополнительным прейскурантом № 09-01-1980/П скидка или надбавка к тарифу по каждому показателю определяется по формуле

$$H = 5\,\frac{П_ф - П_д}{П_н}\,\alpha\,, \qquad (5)$$

где $П_ф$ – фактическое значение показателя качества электроэнергии;

$П_д$ – значение показателя качества, установленное в договоре на пользование электроэнергией;

$П_н$ – нормированное значение показателя качества электроэнергии, определенное в соответствии с ГОСТ 13109;

α – отношение количества электроэнергии, потребленной при отклонении от договорных условий, к общему потреблению электроэнергии за расчетный период.

Если фактическое значение показателя качества не превышает значения, установленного в договоре на пользование электроэнергией, скидка (надбавка) не применяется.

I.6.5. Скидки с тарифов не предоставляются: потребителям, допустившим за расчетный период нарушение установленных лимитов мощности и электропотребления; потребителям, не выполнившим за-

данные энергоснабжающей организацией условия потребления реактивной мощности.

1.6.6. Значения $П_ф$, $П_н$, $П_д$, α определяются энергоснабжающей организацией.

Значения $П_н$ устанавливаются:

1) для отклонений частоты – 0,2 Гц;

2) для отклонений напряжения – 5 %;

3) для коэффициента обратной последовательности напряжения – 2 %;

4) для коэффициента несинусоидальности напряжения – 5 %;

5) для размаха колебаний напряжения, приведенных к частоте 10 Гц, – 0,4 %.

Допустимые значения $П_д$ для отклонений частоты, коэффициента обратной последовательности и размаха колебаний напряжения принимают равными $П_н$.

Допустимое значение коэффициента несинусоидальности напряжения в точках контроля, находящихся в сетях напряжения до 35 кВ, устанавливают равным 5 %, для сетей 110 кВ и выше – 2 %.

Допустимые отклонения напряжения в точке продажи электроэнергии устанавливают в виде диапазонов отдельно для часов максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы. Их численные значения определяют на основании электрического расчета сети, произведенного потребителем и согласованного с энергоснабжающей организацией. При отсутствии такого расчета рекомендуется устанавливать диапазоны допустимых отклонений в соответствии с табл. 1.

Таблица I

Рекомендуемые диапазоны допустимых отклонений напряжения в различных местах электрической сети

Место электрической сети	Диапазоны допустимых значений $\Pi_д$, процент номинального напряжения сети			
	в максимум нагрузки		в минимум нагрузки	
	от	до	от	до
Шины ВН трансформатора 35-220/6-20 кВ	0	I0	0	I0
Шины 6-20 кВ трансформатора 35-220/6-20 кВ	4	8	-I	3
Шина 6-20 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	4-Е	8-Е	С-Е+I	Б+Е
Шины 0,4 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	2	6	С	6
Сеть 380 В	-3	5	-3	5

Примечание. Е - надбавка напряжения трансформатора 6-20/0,4 кВ, соответствующая согласованному с энергоснабжающей организацией рабочему ответвлению. Обозначение ответвлений трансформатора и соответствующие им добавки напряжения приведены ниже:

Обозначения ответвлений ...	5	2,5	0	-2,5	-5,0
Значение Е, %	0	2,5	5-0	7,5	I0,0

Величину С определяют по формуле

$$C = 6,5 \cdot K_{min} - 5, \qquad (6)$$

где $K_{min} = P_{min} / P_{max}$;

P_{min} - средняя нагрузка трансформатора в часы минимальных нагрузок энергосистемы;

P_{max} - 30-минутный максимум нагрузки в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Значения $П_ф$ определяют путем измерений специальными приборами, а при их отсутствии – приборами общего назначения (осциллографами, анализаторами спектра, осциллографической и селективной аппаратурой).

I.6.7. При определении скидок или надбавок получаемая величина округляется до десятых долей процента. Суммарная скидка или надбавка к тарифу определяется как сумма скидок или надбавок, исчисленных по каждому показателю качества электроэнергии.

I.6.8. Скидка или надбавка за качество электроэнергии применяется по мере оснащения соответствующими приборами, что должно предусматриваться в заключаемых договорах между электроснабжающей организацией и потребителем.

I.7. Основные сведения о прейскуранте № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию", вводимом в действие с I января 1990 года

I.7.I. Сфера применения тарифов

Тарифы настоящего прейскуранта распространяются на электрическую энергию, отпускаемую потребителям как непосредственно энергоснабжающими организациями (энергосистемами), блок-станциями и электростанциями министерств и ведомств, так и через оптовых потребителей – перепродавцов и основных потребителей.

Предприятия, министерства и ведомства, имеющие электростанции (кроме энергосистем и предприятий, имеющих блок-станции), затраты на которых по производству и транспортировке электрической энергии превышают уровень установленных в настоящем прейскуранте тарифов (кроме тарифов для потребителей IУ группы), имеют право устанавливать по согласованию с потребителем тарифы на электрическую энергию, исходя из уровня эконо-

мически обоснованной себестоимости и рентабельности (до 15 %). Утвержденные указанными предприятиями тарифы не должны превышать более чем на 50 % тарифы, установленные в настоящем прейскуранте для потребителей II группы.

I.7.2. Виды тарифов и группы потребителей.

Одноставочный тариф состоит из платы за киловатт-час (кВт.ч) отпущенной потребителю активной электрической энергии.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за I киловатт (кВт) заявленной потребителем наибольшей мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за I кВт.ч потребленной активной электрической энергии.

Для потребителей с сезонным характером работы месячная плата за I кВт определяется делением годовой платы за I кВт, установленной в прейскуранте, на период работы сезонного потребителя в течение года в месяцах.

Если в часы максимума нагрузки энергосистемы фактическая нагрузка потребителя превысит величину, предусмотренную договором, оплата производится по фактической нагрузке потребителя; если же она будет ниже нагрузки, установленной договором, оплата производится по величине нагрузки, указанной в договоре.

I.7.3. Группы потребителей.

Все потребители электрической энергии подразделяются на пять тарифных групп:

I группа - промышленные, сельскохозяйственные, строительные, транспортные предприятия (объединения), предприятия связи, материально-технического снабжения и заготовок, торговли и общественного питания, коммунального хозяйства и бытового обслу-

хивания населения, непромышленные потребители и т.д. с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше;

II группа – потребители электрической энергии, указанные в I группе, с присоединенной мощностью до 1000 кВА, а также электрифицированный железнодорожный и городской транспорт (электротяга, включая освещение и прочие нужды тяговых подстанций и путей) и судоходные сооружения (каналы, шлюзы и судоподъемники), независимо от присоединенной мощности;

III группа – оптовые потребители - перепродавцы;

IV группа – население;

V группа – поселки-городки.

По тарифам, установленным для потребителей I и II групп, оплачивается электрическая энергия, расходуемая потребителями на производственные нужды, освещение и прочие нужды (кроме электроотопления, осуществляемого установками мощностью 30 кВт и выше), производственных и непроизводственных (не связанных с производством) помещений: цехов, ферм, заводоуправлений, правлений колхозов, фабрично-заводских, общественных организаций, складов, гаражей, собственных железнодорожных подъездных путей, территорий предприятий и т.п., а также нужды зданий и помещений, не связанных с производством: гостиниц, кинотеатров, клубов, домов культуры, больниц, поликлиник, медпунктов, столовых, детских садов, яслей и т.п., кроме электрической энергии, расходуемой на нужды отдельных жилых домов, общежитий, поселков-городков и других зданий и помещений, относящихся к группам IV и V, и оплачиваемой по соответствующим тарифам настоящего прейскуранта.

Если отдельный цех или отдельные объекты расположены обособленно от основного потребителя и не имеют с ним общей распределительной сети, расчеты с этим цехом или другими отдельными объектами производятся по тарифам, установленным для соответствующих групп потребителей, независимо от тарифа, применяемого в расчетах с основным потребителем.

Электрическая энергия, потребляемая промышленным (внутризаводским, внутрисовхозным, шахтным, рудничным и т.п.) электрифицированным транспортом, оплачивается по тарифу, установленному для основного потребителя.

Энергосистемам и предприятиям, имеющим электростанции, предоставляется право по согласованию с потребителем дифференцировать тарифы на электрическую энергию по зонам времени (пиковой, полупиковой, ночной), в соответствии с временными методическими указаниями по расчету дифференцированных по зонам времени тарифов на электроэнергию, утвержденными Госкомцен СССР (постановление от 30.07.85 г. № 667а).

1.7.4. Порядок перепродажи электрической энергии и расчетов с субабонентами.

Перепродажа электрической энергии осуществляется оптовыми потребителями-перепродавцами, блок-станциями и основными потребителями.

Оптовыми потребителями-перепродавцами являются непосредственные Минэнерго СССР и Минатомэнерго СССР специализированные хозрасчетные предприятия (организации) или их хозрасчетные подразделения, имеющие на своем балансе электрические сети и осуществляющие оптовую закупку у энергоснабжающих организаций и электростанций электрической энергии и перепродажу ее различным потребителям.

Энергоснабжающие организации и электростанции, независимо от ведомственной принадлежности, отпускают оптовым потребителям-перепродавцам электрическую энергию по тарифу, установленному настоящим прейскурантом, или в соответствии с п. I.7.I общих указаний для потребителей II группы с представлением скидки с тарифа в размере 0,9 коп. за I кВт.ч.

Оптовые потребители-перепродавцы рассчитываются за электрическую энергию со своими абонентами по тарифам, установленным настоящим прейскурантом для соответствующих групп потребителей, или по тарифам, установленным предприятием в соответствии с п.I.7.I.

Электрические станции министерств и ведомств, включенные непосредственно или через сети потребителя в электросеть энергосистемы Минэнерго СССР и работающие в режиме, определяемом энергосистемой, являются блок-станциями.

На электрическую энергию, отпускаемую блок-станцией в электрическую сеть энергосистемы, устанавливается договорной тариф по согласованию между энергоснабжающей организацией и предприятием (организацией), которому подчинена блок-станция (кроме электростанций Минатомэнерго СССР) в соответствии с Положением о порядке установления предприятиями договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным постановлением Госкомцен СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

В случае, когда потребитель, имеющий блок-станцию, отдает электрическую энергию в сеть энергоснабжающей организации и получает от нее электрическую энергию, расчеты между электроснабжающей организацией и этим потребителем производятся за сальдовое количество электрической энергии.

Если блок-станция отпускает энергосистеме электроэнергии больше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по договорному тарифу.

Если блок-станция отпускает энергосистеме меньше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по тарифу, установленному настоящим прейскурантом для потребителя, имеющего блок-станцию.

Основные потребители рассчитываются за перепродаваемую электрическую энергию как с энергосистемой, так и с субабонентами по тарифам, установленным настоящим прейскурантом для соответствующих групп потребителей, к которым относятся субабоненты. Субабоненты оплачивают основным потребителям услуги по перепродаже электрической энергии по договорной цене, которая устанавливается в соответствии с Положением о порядке установления предприятиями договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным постановлением Госкомцен СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

Значения ставок тарифов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Тарифы на электрическую энергию

Энергоснабжающие организации	Двухставочные тарифы		Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)		Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за I кВт·ч
	Плата за I кВт максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I кВт.ч потребленной энергии, коп.	
Все энергоснабжающие организации, кроме	60	I,50	3,0
Камчатскэнерго	-	9,4	I0,0

Окончание табл. 2

Энергоснабжающие организации	Двухставочные тарифы		Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)		Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за I кВт.ч
	Плата за I кВт максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I кВт.ч потребленной энергии, коп.	
Магаданэнерго	–	8,4	10,0
Сахалинэнерго	–	7,4	10,0
Якутскэнерго	–	6,0	10,0

Плата за I кВт.ч установлена за электрическую энергию, учтенную на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, то указанная плата умножается на коэффициент 1,025.

Потребителям I группы предоставляется право по согласованию с энергосистемой осуществлять расчеты по двухставочному тарифу с платой за I кВА присоединенной мощности.

Плата за I кВА определяется умножением платы за кВт, установленной настоящим прейскурантом, на коэффициент, полученный делением заявленной мощности потребителя, кВ , на его присоединенную мощность, кВА. При этом плата за I кВт.ч, установленная прейскурантом, сохраняется неизменной.

I.7.5. Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии.

Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии определяются на основе приборов учета реактивной мощно-

сти и энергии и взимаются в виде платы за квар максимальной нагрузки и платы за квар.ч потребленной энергии.

Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Надбавки (табл. 3) применяются энергосистемой при отпуске потребителю реактивной мощности и энергии.

Таблица 3

Надбавки к тарифу

Группы потребителей	Надбавка при уровне потребления реактивной мощности и энергии			
	не превышающем экономические значения		превышающем экономические значения	
	Плата за I квар максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I квар.ч потребляемой энергии, коп.	Плата за I квар максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I квар.ч потребляемой энергии, коп.
I	I,2	0,04	4,8	0,07
II	-	0,08	-	0,15
III	-	0,04	-	0,17
Для I,II и III групп потребителей в энергосистемах: Камчатскэнерго, Магаданэнерго, Сахалинэнерго и Якутскэнерго	-	0,10	-	0,20

Скидка в размере 0,04 коп. за I квар.ч предоставляется энергосистемой при отпуске потребителем реактивной энергии в сеть энергосистемы по установленному ему графику или принудительном потреблении реактивной энергии потребителем в часы максимальной нагрузки энергосистемы.

Скидки (надбавки) к тарифам применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Скидки с тарифа применяются при отклонениях напряжения и частоты переменного тока сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидки с тарифа за отклонение частоты перечисляются Минэнерго СССР в бюджет централизованно, в порядке, определяемом Минфином СССР.

Надбавки к тарифу применяются при повышении по вине потребителя коэффициентов несимметричности, обратной и нулевой последовательности напряжения и доз колебаний напряжения сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидка (надбавка) к тарифу по каждому показателю качества определяется по табл. 4, где T_1 – относительное время, %, превышения нормального допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109; T_2 – относительное время, %, превышения максимально допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109.

При определении скидок (надбавок) полученные величины T_1 и T_2 округляются до целых значений процента.

Суммарная скидка (надбавка) определяется суммой скидок (надбавок), рассчитанных по каждому показателю качества.

При расчетах за электроэнергию по двухставочному или дифференцированному тарифу скидки (надбавки) применяются к средней (расчетной) величине двухставочного или дифференцированного тарифа, включающего плату за мощность и энергию.

Расчеты по тарифам со скидкой (надбавкой) производятся за весь объем электрической энергии, отпущенной (потребленной) в расчетный период.

Таблица 4

Скидки (надбавки) за качество электрической энергии, %

T_1, %	T_2, %						
	0	I	2	3	4	5	Более 5
до 5	0	I	2	3	4	5	I0,0
6	0,2	I,2	2,2	3,2	4,2	5,2	I0,0
7	0,4	I,4	2,4	3,4	4,4	5,4	I0,0
8	0,6	I,6	2,6	3,6	4,6	5,6	I0,0
9	0,8	I,8	2,8	3,8	4,8	5,8	I0,0
I0	I,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	I0,0
II-I2	I,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	I0,0
I3-I4	I,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	I0,0
I5-I6	2,I	3,I	4,I	5,I	6,I	7,I	I0,0
I7-I8	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	I0,0
I9-20	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	I0,0
2I-25	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	I0,0
26-30	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	I0,0	I0,0
3I-35	6,0	7,0	8,0	9,0	I0,0	I0,0	I0,0
36-40	7,0	8,0	9,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0
4I-45	8,0	9,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0
46-50	9,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0
Более 50	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0	I0,0

I.7.6. Требования к системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

В соответствии с "Инструкцией по системному расчету компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях" системным называется расчет, определяющий оптимальные взаимоувязанные значения величин Q_{y1} и Q_{y2} во всех узлах сети при учете эффекта от компенсации реактивной мощности в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии.

В соответствии с прейскурантом № 09-01 значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ являются исходными данными, получаемыми от энергосистемы при выборе компенсирующих устройств, устанавливаемых в сетях 6-20 кВ и ниже. Эти значения задаются потребителю для каждого квартала года и определяются из фактических нагрузок $Q^{i}_{ф1}$ и $Q^{i}_{ф2}$ (i – номер квартала) и предварительно определенного значения $Q_{э1}$ для квартала максимальной годовой нагрузки системы (как правило, для четвертого квартала $Q^{IV}_{э1}$).

При этом предполагается, что для обеспечения потребления реактивной мощности, не превышающего оптимального значения $Q^{IV}_{э1}$, потребитель должен установить дополнительные компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{к.у} = Q^{i}_{ф1} - Q^{IV}_{э1}, \qquad (7)$$

которые можно использовать в любое время года. Если $Q^{IV}_{ф1} < Q^{IV}_{э1}$, то $Q_{к.у}$ принимается равной нулю.

Для планирования потребителями ввода компенсирующих устройств в сетях, находящихся на их балансе, значения $Q^{IV}_{э1}$ и $Q_{к.у}$ должна задавать энергоснабжающая организация на каждый год предстоящего пятилетнего периода.

Заданное значение $Q^{IV}_{э1}$ может быть изменено энергоснабжающей организацией в одностороннем порядке не позднее чем за 2 года до начала расчетов за электроэнергию на основе измененного значения и не более чем на 20%.

Значения $Q^{i}_{э1}$ для остальных кварталов года и $Q^{i}_{э2}$ для всех кварталов необходимо задавать не позднее чем за 3 месяца до начала расчетов за электроэнергию на их основе.

Компенсирующие устройства, необходимые для обеспечения нормальных условий электроснабжения потребителей в послеаварийных

режимах, вызванных выходом из строя элементов сети энергосистемы, устанавливает энергоснабжающая организация.

При проведении технико-экономических расчетов по КРМ следует учитывать:

расход электроэнергии на ее транспорт (потери) в электрических сетях энергосистемы и потребителей электроэнергии;

потери активной мощности в сетях энергосистемы и потребителей в максимум активной нагрузки энергосистемы;

снижение стоимости сооружения сетей энергосистемы и потребителей электроэнергии, обусловленное уменьшением токовых нагрузок;

затраты на установку и эксплуатацию компенсирующих устройств в сетях энергосистемы и потребителей электроэнергии.

При проведении системного расчета должны быть обеспечены следующие технические условия нормальной работы электросетей и приемников электроэнергии:

допустимые режимы напряжения в сетях 35 кВ и выше энергосистемы и на шинах 6-20 кВ понизительных подстанций и электростанций;

допустимые токовые нагрузки всех элементов сетей энергосистемы;

статическая и динамическая устойчивость работы;

допустимые режимы работы источников реактивной мощности энергосистемы и потребителей электроэнергии.

При определении снижения потерь мощности и электроэнергии следует учитывать:

уменьшение нагрузочных потерь в элементах сети, вызываемых снижением их токовых загрузок и повышением напряжения;

изменение потерь в синхронных машинах, происходящее при генерации или реактивной мощности;

изменение потерь холостого хода трансформаторов при изменении напряжения на их выводах;

потери в батареях статических конденсаторов.

Снижение стоимости сооружения сети энергосистемы следует учитывать, если после установки компенсирующих устройств оказывается возможным снизить номинальную мощность трансформаторов или уменьшить сечение проводов линий на проектируемых участках. В этом случае проводят повторный выбор компенсирующих устройств по схеме с измененными параметрами. Оптимальным считается вариант с меньшими приведенными затратами.

При определении затрат на батареи статических конденсаторов 6–35 кВ следует учитывать:

постоянные затраты, не зависящие от мощности батареи;

затраты, зависящие от числа коммутирующих аппаратов, определяющих регулирующие возможности батареи;

затраты, зависящие от мощности батареи.

При определении затрат на батареи конденсаторов 380 В допускается использовать годовые удельные затраты (руб./квар), учитывающие все указанные выше составляющие. Такое определение затрат на батареи 380 В допускается в связи с тем, что при системном расчете определяют только их суммарную мощность в каждом узле.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными машинами определяются увеличением потерь мощности и электроэнергии в них и в их системе возбуждения. Увеличение потерь мощности в синхронной машине, обусловленное использованием ее компенсиру-

ной способности, рассчитывают по формуле

$$\Delta P = D_1 \lambda + D_2 \lambda^2, \qquad (8)$$

где D_1 и D_2 – параметры машины;

λ – коэффициент загрузки машины по реактивной мощности.

Значения коэффициентов D_1 и D_2 приведены в табл. 46.

Потери электроэнергии определяют на основании расчетов потерь мощности в характерных режимах работы синхронной машины в течение года.

I.8. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий на нефтепромыслах

I.8.I. Под регулированием режимов электропотребления понимают осуществление комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления.

Регулирование режимов электропотребления должно способствовать более устойчивому режиму работы энергосистемы при условии надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей.

Разработка и внедрение технических, организационных мероприятий по регулированию режимов электропотребления должны способствовать получению совокупного народнохозяйственного эффекта за счет улучшения технико-экономических показателей как потребителей электрической энергии, так и энергосистем.

I.8.2. Потребители электроэнергии, используемые для регулирования режимов электропотребления, называются потребителями-регуляторами.

Потребители-регуляторы – это заранее выявленные потребители, которые без существенного ущерба для отдельных технологических процессов и для производства в целом, а также без нарушения требований ПТЭ и ПТБ могут допустить либо произвольно запланированные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические ежесуточные перерывы на определенное время, либо изменение интенсивности своей работы.

В качестве потребителей-регуляторов целесообразно использовать в первую очередь наиболее энергоемкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение электрических нагрузок предприятий.

I.8.3. Мероприятия, разрабатываемые с целью оптимизации режимов электропотребления, называются *регулировочными*.

До разработки регулировочных мероприятий необходимо предварительно проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью выявления потребителей-регуляторов и определения их режимов электропотребления.

Для определения возможности разработки регулировочных мероприятий инспектор энергонадзора совместно с представителями энергетической службы ПЭУ организует снятие суточных графиков нагрузки потребителя в один из характерных рабочих дней, который определяется по согласованию с технологической службой. Снятие графиков производится или часов максимума по часовым записям, а в часы максимума – по получасовым.

На основании анализа режимов работы электроприемников наиболее энергоемких электроустановок, а также графиков нагрузок потребителя в целом и сравнения их с графиками, снятыми в режимные (летний и зимний) дни, уточняются правильность определения

ожидаемых максимальных нагрузок (заявленной договорной мощности и выясняются возможности выравнивания графиков нагрузок путем их изменения. Результатом проделанной работы должна явиться разработка регулировочных мероприятий, обеспечивающих снижение потребления нефтепромыслом активной мощности в часы максимума энергосистемы.

Все разрабатываемые регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

1) мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений. Осуществление таких мероприятий должно способствовать оптимизации режимов электропотребления нефтепромысла, в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода;

2) мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений. Целесообразность осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться уже на стадии проектирования нефтепромыслов, а для действующих - в перспективных планах их развития и реконструкции.

I.8.4. Величина снижения электрической нагрузки нефтепромысла в часы максимума энергосистемы должна определяться дифференцированно, исходя из особенностей каждого потребителя и имеющихся возможностей снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Величина снижаемой нагрузки отдельными потребителями-регуляторами включается в план-график регулировочных мероприятий

НГДУ, в котором должны быть указаны порядок ввода этих мероприятий, а также перечень лиц, ответственных за их выполнение.

I.8.5. Разработка регулировочных мероприятий, не требующих дополнительных капиталовложений, осуществляется представителями энергетической и технологической служб НГДУ с участием инспектора энергонадзора. При этом определяется оптимальный режим работы потребителей-регуляторов, исходя из возможной величины снижаемой нагрузки. Для осуществления мероприятий этой группы достаточно провести организационно-техническую подготовку на ...эфтепромысле, связанную с изменением графиков работы электроприемников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

I.8.6. Мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, должны осуществляться путем отключения в часы максимума энергосистемы части технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток. Для компенсации невыработанной продукции потребуется установка дополнительного технологического оборудования, которая вызовет увеличение капиталовложений и издержек производства при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме.

Рекомендации по внедрению мероприятий этой группы должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами.

I.8.7. План-график регулировочных мероприятий после утверждения руководством НГДУ должен быть представлен в Энергонадзор.

I.8.8. С целью успешной реализации разработанных и внедренных у потребителя регулировочных мероприятий необходимо заблаговременно ознакомить с ними и провести соответствующий инструктаж

ИТР, диспетчеров по производству, оперативный (дежурный) персонал, обслуживающий относящиеся к потребителям-регуляторам электроустановки.

I.8.9. Разработка регулировочных мероприятий и контроль за их выполнением должны осуществляться органами Энергонадзора совместно с представителями энергетической и технологической служб ИПУ.

В каждой энергосистеме должен быть определен перечень потребителей, участвующих в проведении регулировочных мероприятий.

Инспекторский персонал Энергонадзора несет ответственность за введение и выполнение потребителями регулировочных мероприятий.

I.8.10. В случае нарушения договора потребителями активной мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы, по представлению энергосистемы сети переводятся в первую очередь выключения по утвержденному аварийному графику.

При систематических нарушениях эти потребители выключаются немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности.

I.8.II. Потребители электроэнергии, руководствуясь настоящими Указаниями, обязаны регулировать свою нагрузку.

Каждое ИПУ в соответствии с установленными лимитами мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы должно разрабатывать планы-графики регулировочных мероприятий с целью снижения потребляемой в этот период активной мощности до лимитированных значений.

Перечень должностных лиц, ответственных за разработку и введение регулировочных мероприятий, определяется приказом

руководителя НГДУ с обязательным включением в него представителей энергетической и технологической служб.

НГДУ имеет право вводить в действие разработанные регулировочные мероприятия только после согласования их с Энергонадзором.

I.8.I2. Потребители электроэнергии обязаны:

1) проводить мероприятия по регулированию суточного графика нагрузки и поддерживать экономический режим работы электроустановок;

2) беспрепятственно обеспечивать доступ в любое время суток представителям органов Энергонадзора для контроля за режимом электропотребления, рациональным использованием электрической энергии;

3) представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики действующего и вновь подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения планов-графиков регулировочных мероприятий.

I.9. Общие требования к определению электрических нагрузок и электропотребления нефтяных месторождений

I.9.I. Требования устанавливаются на основе и в развитие "Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках" применительно к объектам электроснабжения нефтяных месторождений Западной Сибири.

I.9.2. Методы определения электрических нагрузок рекомендуются при проектировании обустройства нефтяных месторождений

на стадиях технико-экономического обоснования проектирования, перспективного планирования, при эксплуатации электрических сетей нефтяных месторождений.

I.9.3. Величины показателей электрических нагрузок и электропотребления технологических установок нефтяной промышленности Западной Сибири устанавливаются на основе теоретических и экспериментальных исследований.

I.9.4. Методы определения электрических нагрузок должны обеспечивать:

I) расчет средних электрических нагрузок за смену, сутки, квартал, год;

2) определение максимальных (расчетных) электрических нагрузок по условиям нагрева токоведущих частей электрооборудования.

Устанавливаются следующие методы расчета электрических нагрузок:

I) для кустов эксплуатационных скважин и вспомогательного технологического оборудования – метод упорядоченных диаграмм;

2) для расчета нагрузок технологических объектов, содержащих высоковольтные электродвигатели, и для буровых установок – методы вероятностного моделирования графиков нагрузок согласно требованию к разработке специальных методов расчета нагрузок групп высоковольтных электроприемников и установок с нерегулярным графиком нагрузок;

3) для расчета суммарных нагрузок на шинах трансформаторных подстанций – метод парциальных максимумов; нефтяных месторождений в целом – интегральный метод расчета электрических нагрузок.

I.9.5. Точность расчета электрических нагрузок при проектировании не должна быть менее ± 10 %.

I.9.6. Время осреднения графиков электрических нагрузок принимается равным 30 мин.

I.9.7. Планируемый расход электроэнергии по каждому технологическому процессу определяется в соответствии с объемом вырабатываемой продукции по удельному электропотреблению.

I.9.8. Основными методами расчета удельного электропотребления являются:

1) расчетно-аналитический, устанавливающий аналитическую зависимость между удельным электропотреблением основными параметрами технологического процесса;

2) статистического моделирования, устанавливающий статистическую зависимость между удельным электропотреблением и рядом факторов технологии;

3) метод расчета удельного электропотребления по показателям средних электрических нагрузок, устанавливающий зависимость между удельным электропотреблением и степенью использования установленного оборудования.

I.9.9. Контроль и учет электропотребления и электрических нагрузок ведутся предприятиями путем периодической записи или автоматической регистрации показаний счетчиков электроэнергии, установленных на вводах распределительных устройств и отдельных электроприемников.

I.9.10. Точность приборного контроля за величинами электрических нагрузок и электропотребления не должна быть менее ± 2 %.

2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Методические указания по определению электрических нагрузок технологических установок нефтяных месторождений

2.1. Общие рекомендации по применению методов расчета и показателей графиков нагрузки

2.1.1. Методы и показатели для расчета электрических нагрузок распространяются на следующие объекты электроснабжения:

1) кустовые насосные станции (КНС) для закачки воды в пласт;

2) нефтяные насосные станции:

дожимные насосные станции (ДНС) для внутрипромыслового сбора и транспорта нефти;

комплексные сборные пункты (КСП) для внутрипромыслового сбора и транспорта нефти;

установки подготовки нефти (УПН);

3) товарные парки (ТП), центральные пункты сбора (ЦПС):

сырьевые насосные станции;

насосные горячей товарной нефти;

насосные внешнего транспорта нефти;

газовые компрессорные станции для концевых ступеней сепарации;

очистные сооружения;

4) компрессорные станции для закачки газа в пласт для поддержания пластового давления (КСППД);

5) компрессорные станции газлифта (КСГ);

6) компрессорные станции транспорта попутного газа;

7) установки глубиннонасосной добычи нефти:

погружные центробежные электронасосы (ЭЦН);

штанговые глубиннонасосные установки (ШГН);

прочие насосные установки для добычи нефти (гидроприводные – ГНП, электровинтовые – ЭВН, струйные, диафрагменные – ЭДН насосы);

8) водозаборные сооружения:

водозаборы на открытых водных источниках;

скважинные водозаборы;

насосные станции I, II и т.д. подъемов;

9) буровые установки;

10) землесосные снаряды для гидронамыва сооружений;

11) промышленные зоны;

12) жилые поселки на месторождениях, вахтовые форпосты.

2.1.2. Перечень основных показателей графиков электрических нагрузок приведен в табл. 5.

Таблица 5

Рекомендуемые показатели электрических нагрузок

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная активная мощность индивидуального электроприемника	$P_н$		Принимается по каталогам, справочникам, таблицам
Номинальная активная мощность группы электроприемников	$P_н$	$P_н = \sum_{i=1}^{m} P_{нi}$	m – общее число электроприемников
Номинальная реактивная мощность индивидуального электроприемника	$Q_н$	$Q_н = P_н \frac{tg\varphi_н}{\eta_н} = P_н \frac{\sin\varphi_н}{\eta_н \cos\varphi_н}$	$\eta_н$ – номинальный КПД электроприемника

Продолжение табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная реактивная мощность группы электроприемников	$Q_н$	$Q_н = \sum_{s=1}^{m} Q_{нs}$	Сумма алгебраическая
Коэффициент включения индивидуального электроприемника	$k_в$	$k_в = \frac{t_р}{t_р + t_п} = \frac{t_р}{T_ц}$	$t_р$ – время работы электроприемника; $t_п$ – время паузы; $T_ц$ – общее время цикла
Групповой коэффициент включения	$K_в$	$K_в = \frac{\sum_{s=1}^{m} k_{вs} P_{нs}}{P_н}$	
Индивидуальный коэффициент загрузки по активной мощности	$K_з$	$K_з = \frac{P_с в}{P_н}$	$P_с в$ – средняя мощность электроприемника за время включения, кВт
Индивидуальный коэффициент использования по активной мощности	$K_и$	$K_и = K_з K_в$	
Индивидуальный коэффициент использования по реактивной мощности	$l_и$	Для асинхронных двигателей $l_и = a K_в + b K_и$ Для синхронных двигателей $l_и = 1$	a, b – постоянные коэффициенты: $a = 1{,}35 l_0 - 0{,}35$; $b = 1{,}15(1 - l_0)$; $l_0 = \frac{2{,}22 - 2{,}12 \cos\varphi_н}{\operatorname{tg}\varphi_н}$
Групповой коэффициент использования по активной мощности	$k_и$	$k_и = \frac{\sum_{s=1}^{m} K_{иs} P_{нs}}{P_н}$	
Групповой коэффициент использования по реактивной мощности	$L_и$	Для группы асинхронных электродвигателей $L_и = \frac{\sum_{s=1}^{m} l_{иs} Q_{нs}}{Q_н}$ Для группы синхронных электродвигателей $l_и = 1$	Рассчитывается отдельно для групп электроприемников с $\operatorname{tg}\varphi_н > 0$ и $\operatorname{tg}\varphi_н < 0$

Продолжение табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Средняя активная мощность индивидуального электроприемника	P_c	$P_c = K_и P_н$	
Средняя активная мощность группы электроприемников	P_c	$P_c = \sum_{i=1}^{n} P_{ci} = K_u P_н$	
Средняя реактивная мощность индивидуального электроприемника	Q_c	$Q_c = t_g \varphi_н P_c$	
Средняя реактивная мощность группы электроприемников	Q_c	$Q_c = t_g \varphi_н P_н = \sum_{i=1}^{n} Q_{ci}$	Рассчитывается отдельно для групп с $t_g \varphi_н > 0$ и $t_g \varphi_н < 0$
Среднеквадратичная активная мощность индивидуального электроприемника	$P_{ск}$	$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \overline{P_i^2}}$	$P^2(t)$ – функция индивидуальной нагрузки P во времени
Среднеквадратичная активная мощность группы электроприемников	$P_{ск}$	$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \overline{P_c^2}}$	P_c – нагрузка i-й ступени графика, кВт; n – число ступеней; $P^2(t)$ – функция групповой нагрузки во времени
Коэффициент формы по активной мощности	$k_{ф}$ $k_{ф}$	$k_{ф} = P_{ск} / P_c$ $k_{ф} = P_{ск} / P_c$	
Коэффициент формы по реактивной мощности	$k_{ф}$ $k_{ф}$	$k_{ф} = Q_{ск} / Q_c$ $k_{ф} = Q_{ск} / Q_c$	$Q_{ск}$ определяется отдельно для электроприемников с $t_g \varphi_н > 0$, $t_g \varphi_н < 0$

Окончание табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Расчетная нагрузка группы электроприемников	P_p Q_p S_p	$P_p = K_м P_c = K_c P_н$ $Q_p = L_м Q_c = L_c Q_н$ $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ $K_c = K_м K_н$ $L_c = L_м L_н$ $K_м, L_м$ – определяются в соответствии с разделом 3.1.2	$K_м, L_м$ – коэффициенты максимума по активной и реактивной мощностям; K_c, L_c – коэффициенты спроса по активной и реактивной мощности; S_p – расчетная полная мощность группы электроприемников
Расход активной электроэнергии	Wa	$Wa = P_c T_к = \sum_{i=1}^{m} \omega_{уд\,i} Q_i$	$\omega_{уд\,i}$ – расчетный удельный расход электроэнергии; Q_i – объем производимой продукции
Число часов использования максимума нагрузки	$T_м$ $t_м$	$T_м = Wa / P_p$ $t_м = T_м / T_к$	$T_к$ – принимается равным календарному времени (месяц, квартал, год и т.п.)
Эффективное число электроприемников в группе	$n_э$	$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{m} P_{нi}\right)^2}{\sum_{i=1}^{m} P_{нi}^2}$	Применяется для расчетов групповой нагрузки по методу упорядоченных диаграмм
Коэффициент мощности средневзвешенный	$\cos\varphi$	$\cos\varphi = \frac{P_c}{S_c}$	Определяется по данным эксперимента

2.2. Расчет электрических нагрузок технологических установок и групп установок нефтяных месторождений

2.2.1. Для кустов скважин и вспомогательных технологических установок рекомендуется пользоваться методом упорядоченных диаграмм.

2.2.2. Порядок расчета нагрузок кустов скважин и вспомогательного технологического оборудования.

1). Исходными данными для расчета являются $P_{нi}$, $k_{бi}$, $k_{зi}$, $\cos\varphi_i$ для каждого i-го электроприемника. Для кустов скважин величины $k_{бi}$, $P_{нi}$, $\cos\varphi_i$ и рекомендуемые значения $k_{зi}$ принимаются согласно табл. 6, 7, 8.

Если согласно технологической схеме разработки месторождения известны производительность каждой установки, напор, развиваемый насосом, то рекомендуемый коэффициент загрузки по активной мощности может быть определен приближенно:

$$k_{зi} = \frac{1{,}49 \cdot 10^{-6}\, QH}{\eta_{сп}}, \qquad (9)$$

где Q – проектная производительность установки, м^3/сут;

H – напор, развиваемый насосом, м;

$\eta_{сп}$ – кпд способа добычи:

Для ЭЦН, ЭВН, ЭДН

$$\eta_{сп} = \eta_н \eta_{эд} \eta_к \eta_{тр},$$

где $\eta_н$ – кпд насоса по паспортной характеристике;

$\eta_{эд}$ – кпд электродвигателя;

$\eta_к$ – кпд кабеля;

$\eta_{тр}$ – кпд трансформатора (автотрансформатора) – см. табл. 6, 7;

для ШГН

$$\eta_{см} = \eta_м \eta_{дв} \eta_{пер} ,$$

где $\eta_{пер}$ – кпд механической передачи; принимается равным 0,9; $\eta_м$ и $\eta_{дв}$ находятся из табл. 8.

Таблица 6

Технологические параметры и показатели электрических нагрузок установок ЭЦН

Тип установки	Мощность двигателя, кВт	Рекомендуемое $k_з$	Коэффициенты полезного действия				Средневзвешенный $\alpha \cdot \gamma$
			насоса $\eta_н$	двигателя $\eta_{дв}$	кабеля $\eta_к$	трансформации напряжения	
УЭЦНМ5-50-1300	32	0,72	0,43	0,73	0,83	0,96	0,69
УЭЦНМ5-50-1700	32	0,79	0,43	0,73	0,83	0,96	0,72
УЭЦНМ5-80-1200	45	0,59	0,515	0,72	0,82	0,96	0,67
УЭЦНМ5-80-1550	45	0,74	0,515	0,72	0,82	0,96	0,71
УЭЦНМ5-80-1800	45	0,78	0,515	0,72	0,82	0,96	0,73
УЭЦНМ-125-1200	45	0,75	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭЦНМ5-125-1300	45	0,77	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭЦНМ5-125-1800	63	0,69	0,585	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭЦНМ5А-160-1450	63	0,69	0,61	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭЦНМ5А-160-1750	90	0,64	0,61	0,80	0,84	0,97	0,68
УЭЦНМ5А-250-1000	63	0,79	0,615	0,81	0,84	0,96	0,72
УЭЦНМ5А-250-1400	90	0,74	0,615	0,80	0,84	0,97	0,71
УЭЦНМ5А-250-1700	90	0,78	0,615	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-400-950	90	0,77	0,595	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-400-1250	125	0,71	0,595	0,84	0,83	0,97	0,74
УЭЦНМ5А-500-800	125	0,70	0,545	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-500-1000	125	0,76	0,545	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭЦНМ6-250-1050	90	0,81	0,63	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭЦНМ6-250-1400	90	0,77	0,63	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭЦНМ6-250-1000	90	0,79	0,63	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭЦНМ6-320-1100	90	0,74	0,64	0,84	0,83	0,97	0,71
УЭЦНМ6-500-750	90	0,71	0,60	0,84	0,83	0,97	0,70

Окончание табл. 6

Тип установки	Мощность двигателя, кВт	Рекомендуемые $K_з$	Коэффициенты полезного действия: насоса $\eta_н$	двигателя $\eta_{дв}$	кабеля $\eta_к$	трансформации напряжения $\eta_т$	Средневзвешенный $cos\varphi$
УЭЦНМ6-500-1150	180	0,59	0,60	0,86	0,83	0,99	0,72
УЭЦНМ6-800-700	125	0,82	0,60	0,84	0,83	0,97	0,77
УЭЦНМК5-80-1200	45	0,58	0,515	0,72	0,84	0,96	0,65
УЭЦНМК5-80-1550	45	0,64	0,515	0,72	0,84	0,96	0,68
УЭЦНМК-125-1200	45	0,68	0,585	0,72	0,82	0,86	0,70
УЭЦНМК5-125-1300	45	0,72	0,585	0,72	0,84	0,96	0,71
УЭЦНМК5А-250-1400	90	0,72	0,615	0,84	0,83	0,97	0,70
УЭЦНМК5А-250-1700	90	0,82	0,615	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭЦНМК5А-400-950	90	0,78	0,595	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭЦНМК5А-400-1250	125	0,79	0,595	0,84	0,83	0,97	0,75

Примечание. Величина коэффициента включения принимается для всех типов установок $K_{вс} = 0,84$.

Таблица 7

Технологические параметры и показатели электрических нагрузок установок погружных винтовых и диафрагменных насосов для добычи нефти

Тип установки	Мощность электродвигателя, кВт	Рекомендуемый коэффициент загрузки $K_з$	Коэффициенты полезного действия				Средневзвешенный $cos\varphi$
			насоса $\eta_н$	электродвигателя $\eta_{дв}$	кабеля $\eta_к$	трансформации напряжений $\eta_т$	
Винтовые насосы							
УЭВНТ5А-25-1000	5,5	0,67	0,57	0,77	0,82	0,94	0,69
УЭВНТ5А-16-1200	5,5	0,51	0,56	0,77	0,82	0,94	0,62
Диафрагменные насосы							
УЭДН5-4-1700	5,5	0,40	0,35	0,77	0,82	0,94	0,57
УЭДН5-6,3-1300	5,5	0,45	0,38	0,77	0,82	0,94	0,59
УЭДН5-8-1100	5,5	0,48	0,38	0,77	0,82	0,94	0,61
УЭДН5-12,5-800	5,5	0,52	0,40	0,77	0,82	0,94	0,63
УЭДН5-16-650	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64
УЭДН5-10-1020	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64

Примечание. Для всех типов установок принимается коэффициент $k_{\phi_c} = 0,88$.

Таблица 8

Технические данные станков-качалок

Типоразмер	Нагрузка на шток $N_{шт}$, кН	Длина хода, l, м	Крутящий момент, $M_к$, кН·м	Производительность насоса q, м³/сут	Напор H, м	Мощность двигателя $\beta_н$, кВт	Кпд насоса $\eta_н$	Кпд двигателя $\eta_{дв}$	$\cos\varphi$	Рекомендуемый $K_д$
СК1,5-0,42-100	15	0,42	1	18	1800	4,5	0,71	0,835	0,78	0,64
СК2-0,6-250	20	0,6	2,5	24	2200	7	0,73	0,855	0,77	0,61
СК3-0,75-400	30	0,75	4,0	30	2500	10	0,75	0,86	0,79	0,58
СК3-1,2-700	30	1,2	7	60	2600	20	0,78	0,875	0,77	0,60
СК6-1,5-1600	60	1,5	16	73	2300	28	0,78	0,875	0,77	0,61
СК6-1,1-2500	60	1,1	25	73	2100	28	0,78	0,875	0,75	0,59
СК12-2,5-4000	120	2,5	40	125	2300	35	0,81	0,88	0,77	0,56
СК12-3,5-8000	120	3,5	80	125	2500	40	0,81	0,88	0,75	0,57
СК20-4,2-10000	200	4,2	120	150	2300	45	0,82	0,89	0,73	0,59
СК15-6-12000	150	6	120	150	2600	50	0,82	0,90	0,74	0,61

Примечание. Величина $k_{вi}$ принимается для всех типоразмеров установок, $k_{в} = 0,81$.

Для вспомогательного технологического оборудования показатели K_{Bi}, K_{ji}, $\cos\varphi_i$ берутся из табл. 9.

2). Определяется средняя активная мощность

$$P_c = \sum_{i=1}^{n} K_{Bi} \cdot K_{ji} \cdot P_{ni} \quad , \tag{10}$$

определяется коэффициент использования по активной мощности

$$K_u = \frac{P_c}{\sum_{i=1}^{n} P_{ni}} \quad , \tag{11}$$

определяется эффективное число электроприемников

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} P_{ni}\right)^2}{\sum P_{ni}^2} \quad , \tag{12}$$

определяется коэффициент использования по реактивной мощности

$$t_{gu} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_{gi} \cdot Q_{ni}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{ni}} \quad , \tag{13}$$

где t_{gi} принимается по формуле из табл. 5 для нагрузки с индуктивным коэффициентом мощности или ориентировочно,

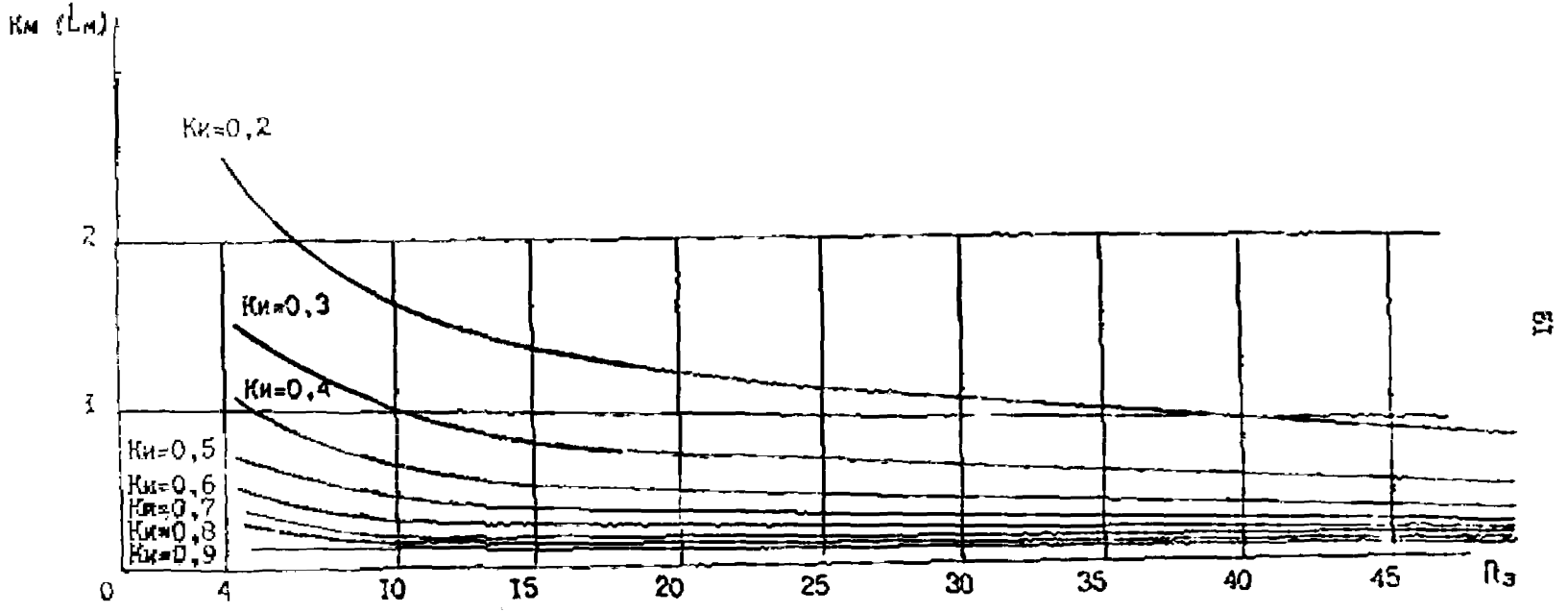
$$t_{gu} \approx 1.1\, K_u \quad . \tag{14}$$

3). Определяются коэффициенты максимума по активной и реактивной мощности. Величины $K_m(t_{gu})$ принимаются по табл. 10 или по черт. 1 в зависимости от K_u (t_{gu}) и $n_э$. Промежуточные точки находятся интерполированием.

4). Расчетные нагрузки находятся по формулам:

$$\begin{aligned}
&P_p = K_m P_c \quad , \ кВт ; \\
&Q_p = t_{gu} Q_c \quad , \ квар ; \\
&S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad , \ кВА ; \\
&S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad , \ кВА ; \\
&\cos\varphi = \frac{P_c}{S_c}
\end{aligned} \tag{15}$$

Зависимость $K_м$ ($L_м$) от эффективного числа электроприемников при $K_п$ = const



Черт. I

Таблица 9

Показатели электрических нагрузок
вспомогательных технологических установок

Электроприемник	Коэффициенты		
	включения $K_{вi}$	загрузки $K_{зi}$	мощности $\cos\varphi_i$
Насосные водозаборных скважин	0,84	0,75	0,82
Блоки водораспределительных гребенок	0,34	0,75	0,95
Блок-боксы станций управления	0,88	0,50	0,90
Дренажные насосы	0,70	0,80	0,80
Насосы подтоварной воды	0,70	0,76	0,77
Вентиляторы насосных блоков	0,84	0,80	0,76
Насосы установки подготовки нефти	0,84	0,80	0,80
Насосы-дозаторы	0,80	0,80	0,80
Насосы подачи реагента	0,80	0,80	0,80
Вентиляторы печей	0,95	0,85	0,80
Сборники конденсата	0,60	0,90	0,80
Насосы утечки	0,60	0,80	0,80
Насосы для сбора и транспорта производственно-ливневых стоков	0,90	0,80	0,80
Компрессорные при КСП, ЦПС	0,70	0,80	0,80
Насосы огневых котельных	0,70	0,80	0,80
Замерные установки	0,85	0,85	1,0
Обогрев помещений с помощью калориферов	0,60	0,80	0,78
Освещение производственных помещений и площадок	0,57	0,90	1
Столовые с электрическим оборудованием	0,63	0,74	0,97
Жилые здания	0,44	0,58	1
Административные здания	0,33	0,58	1

Таблица IO

Приближенная зависимость коэффициента максимума $K_м$ ($L_м$) от коэффициента использования $K_и$ ($L_и$) и эффективного числа электроприемников

$K_и(L_и)$	$n_э$–4	$n_э$–5	$n_э$–6	$n_э$–I0	$n_э$–20	$n_э$–25	$n_э$–50	$n_э$–I00
	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$	$K_м(L_м)$
0,2	2,25	2,I2	2,02	I,79	I,56	I,50	I,35	I,25
0,3	I,75	I,67	I,6I	I,47	0,34	I,30	I,2I	I,I3
0,4	I,50	I,45	I,4I	I,32	I,22	I,20	I,I4	I,I0
0,5	I,35	I,3I	I,29	I,22	I,I6	I,I4	I,I0	I,07
0,6	I,25	I,22	I,20	I,I6	I,II	I,I0	I,07	I,05
0,7	I,I8	I,I6	I,I5	I,II	I,08	I,07	I,05	I,04
0,8	I,I3	I,II	I,I0	I,08	I,06	I,05	I,04	I,03
0,9	I,08	I,08	I,07	I,05	I,04	I,03	I,02	I,02

По аналогичной методике определяются электрические нагрузки групп основных технологических установок ДКС, ТП, УПП, КСП с приводом от электродвигателей напряжением ниже 1000 В.

2.2.3. Для расчета электрических нагрузок технологических установок с высоковольтными электродвигателями применяется метод, основанный на использовании модели распределения в виде двухступенчатой кратчайшей функции.

1) Расчетная нагрузка по активной мощности основных двигателей определяется в виде

$$P_p = \begin{cases} C\left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}}\sqrt{\frac{M}{C} - 1}\right), & C \le 0{,}75\,M; \\ M & C > 0{,}75\,M, \end{cases} \qquad (16)$$

где $C = P_c = \sum_{i=1}^{n} k_{ti}\, k_{3i}\, P_{ni}^{c}$,

$M = P_M = \sum_{i=1}^{n} P_{ni}$.

Величина k_{3i} для высоковольтных двигателей насосных установок может быть найдена по приближенной формуле

$$k_{3i} \approx 9{,}806\,\frac{Q_i\,\Delta H_i}{\eta_{ni}\,P_{ni}}, \qquad (17)$$

где Q – заданная производительность насосной установки, м^3/с;

$\Delta H_i = H_{вых.i} - H_{вх.i}$ – разность напоров на входе-выходе насосов, м;

η_{ni} – кпд насоса по паспортной характеристике, отн.ед.

Величина группового коэффициента включения установки может быть найдена по формуле

$$K_в = \frac{Q_y}{\sum_{i=1}^{n} q_i T}, \qquad (18)$$

где Q_y – объем производимой продукции по установке в целом;

$\sum_{i=1}^{n} q_i$ – суммарная производительность установки;

T – календарное время.

При отсутствии данных о производительности, напоре, как установки следует пользоваться показателями электрических нагрузок группы высоковольтных двигателей, приведенными в табл. II и I2.

2) Аналогично рассчитывается величина Q_p для установок, приводимых высоковольтными асинхронными двигателями:

$$Q_p = \begin{cases} C\left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}}\sqrt{\frac{M}{C} - 1}\right), & C \le 0{,}75M; \\ M & C > 0{,}75M; \end{cases} \qquad (19)$$

$$C = Q_i = L_н Q_н, \text{ квар}, \quad M = Q_н, \text{ квар}.$$

$L_н$ принимается по табл. 5 или приближенно $L_н \approx 1{,}1 K_н$. Расчетная реактивная мощность группы синхронных двигателей принимается равной сумме их номинальных реактивных мощностей

$$Q_p = \sum_{i=1}^{m} P_{нi} \operatorname{tg} \varphi_{нi} k_{зi} \delta_{мi}, \qquad (20)$$

где $\delta_{мi}$ – коэффициент располагаемой реактивной мощности при $k_{зi}$ в соответствии с табл. II.

Расчетные нагрузки вспомогательного технологического оборудования данного типа установок определяются в соответствии с п. 2.2.

3) Суммарная нагрузка установки, состоящей из высоковольтных электродвигателей и вспомогательного технологического оборудования, определяется ниже.

Таблица II

Показатели электрических нагрузок
электроприемников КНС и водозаборов

Тип агрегата	Тип двигателя	Коэффициенты			
		включения $K_в$	загрузки $K_з$	мощности $\cos\varphi$	$\phi_м$
ЦНС 180-950	СТД-800-2	0,84	0,81	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 180-1433	СТД-1250-2	0,84	0,81	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	0,84	0,84	0,9 (емк.)	1,08
ЦНС 500-1900	СТД-4000-2	0,86	0,80	0,9 (емк.)	1,22
ЦНС 38-2200	СТД-500-2	0,80	0,76	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 65-2200	СТД-630-2	0,80	0,77	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 105-2200	СТД-800-2	0,80	0,78	0,9 (емк.)	0,8
ЦН 3000-197-УЗ	СДН 3-15-76-6УЗ 2500 кВт	0,77	0,80	0,9 (емк.)	1,1

Примечания: 1. В табл. приведен номинальный $\cos\varphi$ для синхронных двигателей; $\phi_м$ определена по данным экспериментальных исследований располагаемой реактивной мощности электродвигателей серии СТД и СДН.

2. Для асинхронных двигателей привода насосов ЦНС принимаются те же $K_в$ и $K_з$, $\cos\varphi = 0,85$.

Таблица I2

Показатели электрических нагрузок
основных агрегатов нефтяных насосных станций

Тип агрегата, мощность двигателя, кВт	Коэффициенты		
	включения $K_в$	загрузки $K_з$	мощности $\cos\varphi$
ЦНС I80-2I2, I60	0,84	0,76	0,77
ЦНС I80-255, 200	0,84	0,78	0,78
ЦНС I80-297, 250	0,84	0,78	0,78
ЦНС I80-340, 250	0,84	0,76	0,77
ЦНС I80-360, 320	0,84	0,77	0,78
ЦНС I80-425, 320	0,84	0,83	0,80
ЦНС 300-I80, 250	0,84	0,82	0,79
ЦНС 300-240, 320	0,84	0,8I	0,78
ЦНС 300-300, 320	0,84	0,84	0,8I
ЦНС 300-350, 400	0,84	0,79	0,77
ЦНС 300-420, 500	0,84	0,76	0,78
ЦНС 300-480, 500	0,84	0,83	0,82
ЦНС 300-540, 630	0,84	0,78	0,80
ЦНС 300-600, 800	0,84	0,76	0,78
НК 560/300, 500	0,84	0,79	0,78
НК 560/I80, 400	0,84	0,8I	0,8I
НК 560/I20, 320	0,84	0,82	0,8I
НК 200/370, 320	0,84	0,8I	0,8I
НК 200/2I0, 200	0,84	0,79	0,79
НК 200/I20, I32	0,84	0,80	0,79

В табл. I3 представлены рекомендуемые значения средних и расчетных электрических нагрузок типовых нефтепромысловых установок с числом высоковольтных электродвигателей менее четырех.

Таблица I3

Рекомендуемые значения средних и расчетных нагрузок для типовых нефтепромысловых установок

Технологическая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средние		расчетные	
		P_c, кВт	Q_c, квар	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
КНС	3xI250, СТД	2630	-I270	3340	-I270
	2xI250, СТД	I750	-850	2250	-850
	IxI250, СТД	880	-430	II40	-430
	3xI250, АРМ	2630	I630	3340	2070
	2xI250, АРМ	I750	I080	2250	I350
	IxI250, АРМ	880	550	II40	690
	3xI600, СТД	3360	-I630	4270	-I630
	2xI600, СТД	2240	-I080	2880	-I080
	IxI600, СТД	II20	-540	I460	-540
	3xI600, АРМ	3360	2080	4270	2640
	2xI600, АРМ	2240	I390	2850	I760
	IxI600, АРМ	II20	690	I460	890
	3x4000, СТД	8240	-3990	I0800	-3990
	2x4000, СТД	5490	-2660	7280	-2660
	Ix4000, СТД	2750	-I330	3680	-I336
	3x4000, АРМ	8420	5220	I0800	6630
	2x4000, АРМ	5490	3400	7280	4320
	Ix4000, АРМ	2750	I700	3680	2160
КНС, II, III водоподъем	3x800, СТД	I500	-730	I900	-730
	2x800, СТД	I000	-480	I300	-480
	Ix800, СТД	500	-240	700	-240
	3x800, АРМ	I500	930	I900	II80
	2x800, АРМ	I000	620	I300	790
	Ix800, АРМ	500	310	700	390

Окончание табл. I3

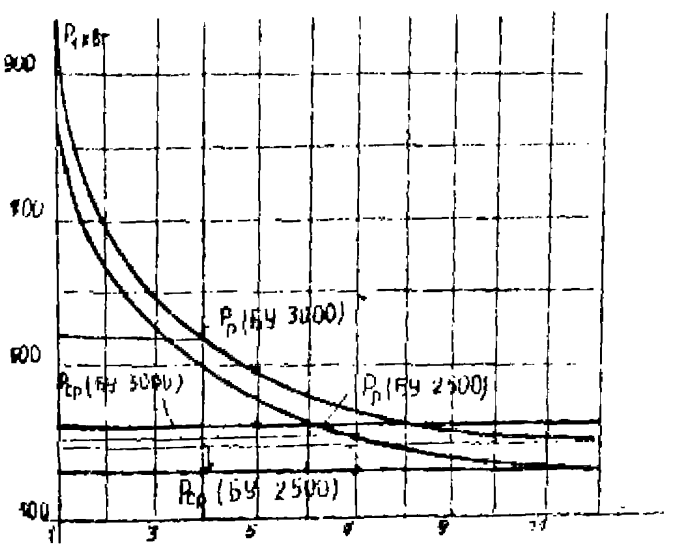
Технологическая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средние		расчетные	
		P_c, кВт	Q_c, квар	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
	3х2500, СДН	5250	-2540	6500	-2540
	2х2500, СДН	3550	-I720	4400	-I720
	Iх2500, СДН	I850	-900	2200	-900
	3х2500, АРМ	5250	3250	6500	4I30
	2х2500, АРМ	3550	2200	4400	2790
	Iх2500, АРМ	I850	II50	2200	I460
КСГ, КСПИД	3хI2000, синхр.	26800	-I4000	33300	-I4000
	2хI2000, синхр.	I9200	-9300	2I900	-9300
	IхI2000, синхр.	9600	-4600	II500	-4600
	3х6300, СТДП	I3600	-6600	I6600	-6600
	2х6300, СТДП	9I00	-4400	II200	-4400
	Iх6300, СТДП	4540	-2200	5670	-2200
	3х4000, СТД	8300	-4000	I0800	-4000
	2х4000, СТД	5500	-2700	7300	-2700
	Iх4000, СТД	2800	-I400	3700	-I400
ДНС, ТП, УПН, ЦПС, КСП	3х630, ВАО	I320	820	I720	I040
	2х630, ВАО	880	550	II40	690
	Iх630, ВАО	440	270	570	350
	3х500, ВАО	I050	650	I280	830
	2х500, ВАО	700	430	9I0	550
	Iх500, ВАО	350	220	450	280
	3х400, ВАО	840	520	I090	680
	2х400, ВАО	560	350	790	440
	Iх400, ВАО	280	I70	370	220
	3х320, ВАО	670	420	870	530
	2х320, ВАО	440	280	560	360
	Iх320, ВАО	220	I40	290	I80
	3х250, ВАО	520	320	680	4I0
	2х250, ВАО	350	220	440	280
	Iх250, ВАО	I80	II0	230	I40

2.2.4. Определение расчетной нагрузки буровых установок и установок для гидронамыва сооружений. В табл. I4 приведены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки буровых установок БУ 2500 Э и БУ 3000 ЭУК в основных рабочих режимах (ОРР) и в целом по установке.

В табл. I5 представлены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки установок для гидронамыва сооружений в ОРР и в целом по установке.

Электрические нагрузки группы буровых установок определяются по кривым зависимостей парциальных расчетных нагрузок от числа установок в группе, полученным на основе анализа взаимной корреляции между индивидуальными графиками нагрузок буровых установок (черт. 2).

Зависимость средней и максимальной (расчетной) нагрузок буровой установки от числа установок в группе



Черт. 2

Таблица I4

Показатели электрических нагрузок буровых установок в ОРР

Нагрузка	БУ 2500 э				БУ 3000 ЭУК			
	Режимы			В целом по установке	Режимы			В целом по установке
	Бурение	Спуско-подъемные операции	Вспомогательные операции		Бурение	Спуско-подъемные операции	Вспомогательные операции	
Средняя Рс, кВт	690	330	I90	360	780	390	280	430
Среднеквадратичная Рск кВт	960	480	230	700	II30	640	350	890
Расчетная Рр,кВт	I080	560	260	830	I250	7I0	390	I020

Таблица I5

Показатели электрических нагрузок установок для гидровскрытия сооружений на нефтепромыслах в основных рабочих режимах

Нагрузка	Режимы			В целом по установке	Режимы			В целом по установке
	Наливе	Рыхление	Передвижение		Наливе	Рыхление	Передвижение	
	3I М-I35С А				I2 А-5			
Средняя Рс, кВт	730	I60	90	476	550	90	40	327
Среднеквадратичная Рск, кВт	920	270	I30	522	750	I20	60	366
Расчетная Рр, кВт	II70	350	I60	684	970	I80	I30	470
	3СС-350-50Е				3СЕ-I2А-4			
Средняя Рс, кВт	I660	430	320	1211	790	I90	I30	526
Среднеквадратичная Рск, кВт	2I40	630	370	I356	950	230	I60	613
Расчетная Рр, кВт	2440	900	440	I772	I320	300	200	734

Окончание табл. 15

Нагрузка	Режимы			В целом по установке	Режимы			В целом по установке
	Намыв	Рыхление	Передвижка		Намыв	Рыхление	Передвижка	
	ЗСС-180-60				ЗСС-300-40			
Средняя Рс, кВт	1030	370	210	370	1560	420	300	1108
Среднеквадратичная Рск, кВт	1510	510	290	754	1930	590	350	1225
Расчетная Рр, кВт	1960	760	350	928	2220	810	400	1614

Например, для пяти установок БУ 3000:

Рс = 5 х 430 = 2150 кВт;

Рр = 5 х 500 = 2500 кВт.

Для семи установок БУ 2500:

Рс = 7 х 360 = 2520 кВт;

Рр = 7 х 420 = 2940 кВт.

В случае, когда не заданы типы установок, в расчетах следует принимать установки БУ 3000 ЭУК как наиболее распространенные в условиях Западной Сибири.

Реактивные мощности буровых установок в проектных расчетах следует принимать

$$Q_c = Q_p = 0,$$

как для установок с нестабильным режимом реактивной мощности.

2.2.5. Методы определения суммарных электрических нагрузок.

Для электрических нагрузок разнородных электроприемников рекомендуется:

I) метод суммирования нагрузок на подстанциях 6/0,4 и 35/6 кВ

$$P_{p\Sigma} = P_{c\Sigma} + \sqrt{\sum_i (P_{pi} - P_{ci})^2},$$

$$Q_{p\Sigma} = (Q_{c\Sigma} + Q_к) + \sqrt{\sum_{j,i,k} [Q_{pj} - Q_{cj}]^2} \qquad (21)$$

где P_{pi}, P_{ci} – соответственно расчетные и средние активные нагрузки i-й установки (группы установок), определенные по формулам (10, 15, 19) и черт. 2;

Q_{pj}, Q_{cj} – соответственно расчетная и средняя нагрузки групп установок с индуктивным коэффициентом мощности, и

$Q_к$ – нагрузка установок с емкостным $\cos\varphi$, квар; принимается в расчетах со знаком "минус";

2) интегральный метод расчета электрических нагрузок - для линий 35 и 110 кВ, подстанций 110/35/6, 110/6 и 110/10 кВ нефтяных месторождений в целом.

Интегральный метод базируется на совместном применении показателей технологии разработки месторождений и самих общих данных о структуре электроприемников.

Расчетная активная мощность подстанции или месторождения определяется по двум составляющим: расчетная мощность сосредоточенных электроприемников (площадок КНС, ДНС, КСГ и т.д.) и мощность распределенных электроприемников (кустов эксплуатационных скважин).

Для определения мощности сосредоточенных электроприемников используются данные о заданной структуре потребителей технологических площадок и технологические показатели с соответствующими укрупненными удельными расходами электроэнергии.

Средняя нагрузка установок с сосредоточенными электроприемниками определяется

$$P_c(c) = K_и \sum P_{нi} \ , \qquad (22)$$

где $K_и = \omega_i Q_i / P_{нj} T_j$ – коэффициент использования активной мощности для этих установок, отн. ед.;

ω_i – расчетный удельный расход электроэнергии по i -у технологическому процессу (см. п.2.6);

Q_i – планируемый объем производимой продукции за время T_j , ед. прод.;

$P_{нj}$ – номинальная мощность j -й установки на технологической площадке, кВт.

Средняя нагрузка распределенных электроприемников определяется по формуле

$$P_c(p) = \sum_{k=1}^{S} n_k P_k \frac{Q_{мдж}}{\sum_{k=1}^{S} q_{кж} n_k} ; \qquad (23)$$

где S – число типоразмеров электродвигателей установок насосной добычи;

$Q_{мдж}$ – объем мехдобычи жидкости по месторождению, промузлу, тыс.т/ед. времени;

$\sum_{k=1}^{S} q_{кж} n_k$ – суммарная производительность установок насосной добычи по типоразмерам.

Расчетная электрическая нагрузка сосредоточенных и распределенных электроприемников месторождения находится по формуле (16), в которой

$$C = P_c(c) + P_c(p) + P_c(бур) ,$$

$$M = \sum_{j=1}^{m} P_{нj} + \sum_{k=1}^{S} n_k P_k + P_p(бур) .$$

$\sum_{j=1}^{m} P_{нj}$ – суммарная номинальная мощность сосредоточенных электроприемников, кВт;

$P_c(бур), P_p(бур)$ – средняя и расчетная нагрузки бурения, кВт.

Определяются по черт. 2.

Расчеты по интегральному методу должны быть проверены по числу часов, ч, использования максимума нагрузки $T_м$, для этого определяется суммарное электропотребление $W_{a\Sigma}$ и рассчитывается число $T_м$ в абсолютных единицах

$$T_м = \frac{W_{a\Sigma}}{P_{p\Sigma}} \qquad (24)$$

и в относительных

$$t_м = \frac{T_м}{T_к} ,$$

где $T_к$ – календарное время, за которое вырабатывается продукция Q_i, ч.

Как правило, $0,3I \leq t_м \leq 0,86$.

В случае, если $t_м > 0,86$ или $t_м < 0,3I$, расчеты должны быть проверены, следует либо дать специальное обоснование такого положения (значительные объемы бурения, большой фонд резервного оборудования, другие причины).

Реактивные нагрузки по этому методу могут быть подсчитаны укрупненно с учетом компенсации реактивной мощности синхронными электродвигателями.

Метод позволяет определять электрические нагрузки по годам перспективного периода с учетом динамики изменения структуры электроприемников и технологических параметров процессов. При этом нет необходимости иметь готовую схему электроснабжения нефтяных месторождений.

2.2.6. Области применения предложенных методов.

Методы расчета электрических нагрузок рекомендуются для определения мощностей электрических нагрузок на стадии проектирования. Для стадии перспективного планирования следует использовать интегральный метод расчета нагрузок. При определении электрических нагрузок на стадии эксплуатации рекомендуется использовать методы определения электрических нагрузок группы буровых установок и интегральный метод расчета электрических нагрузок. В приложении I, справочном, приведен пример расчета электрических нагрузок промышленного узла условного нефтяного месторождения, получающего питание от подстанции II0/35/6 кВ. В приложении 2, справочном, для того же месторождения рассчитаны перспективные нагрузки и электропотребление.

2.3. Определение получасового максимума мощности для расчетов предприятий с энергосистемой

2.3.1. Для определения максимума нагрузки на стадии эксплуатации используется модель упорядоченной диаграммы электрических нагрузок в виде двухступенчатой кратчайшей функции

$$P(t)=\begin{cases} M-t\left(\frac{M}{C}-1\right), & 0\le t\le \frac{C}{M}; \\ C-\frac{C\left(t-\frac{C}{M}\right)}{1-\frac{C}{M}}, & \frac{C}{M}<t\le 1, \end{cases}$$

где $P(t)$ – модель графика нагрузки по активной мощности;

C, M – соответственно средняя и наибольшая мощности, достигаемые за период обследования, предшествующий планируемому, кВт;

t – относительное время, $0\le t\le 1$.

2.3.2. Расчетный максимум определяется по формуле (16) и заявляется в энергосистему:

$$P_з=\begin{cases} C\left(1+\frac{1}{\sqrt{3}}\sqrt{\frac{M}{C}-1}\right), & \frac{C}{M}\le 0{,}75; \\ M, & \frac{C}{M}>0{,}75, \end{cases}$$

где $P_з$ – величина заявленной мощности, МВт.

2.3.3. Параметры модели $P(t)$ определяются следующим образом:

I). При отсутствии ввода-вывода мощностей.

Средняя нагрузка C определяется путем снятия показаний счетчиков электроэнергии в начале и конце периодов суточного максимумов энергосистемы за 3...5 суток, непосредственно предшествующих дню заявления мощности в энергосистему:

$$C=\frac{K_{тт}K_{тн}}{\sum T_{нi}}\sum_{i=1}^{n}\left(И_{кi}-И_{нi}\right)10^{-3},\ кВт,$$

где $И_{кi}, И_{нi}$ – показания счетчиков электроэнергии соответственно в конце и в начале i -го периода максимума энергосистемы;

$К_{тт}, К_{тн}$ – коэффициенты трансформации соответственно трансформатора тока и трансформатора напряжения, $^{А}/_{А}, ^{В}/_{В}$;

$Т_{мi}$ – продолжительность i -го периода максимума энергосистемы, ч.

Например, для узла нагрузки имеются следующие показатели:

$$К_{тт} = \frac{100}{5}\ \frac{А}{А}; \quad К_{тн} = \frac{6000}{100}\ \frac{В}{В};$$

$i = 6$, то есть измерения проводились в часы утреннего и вечернего максимумов энергосистемы за трое суток;

$И_{н1} = 4888,6;$

$И_{к1} = 5156,4;\ Т_{м1} = 2$ ч;

$И_{н2} = 5935,3;$

$И_{к2} = 6393,4;\ Т_{м2} = 3$ ч;

$И_{н3} = 7235,6;$

$И_{к3} = 7358,3;\ Т_{м3} = 2$ ч;

$И_{н4} = 7886,8;$

$И_{к4} = 8193,4;\ Т_{м4} = 3$ ч;

$И_{н5} = 8762,4;$

$И_{к5} = 8896,6;\ Т_{м5} = 2$ ч;

$И_{н6} = 9449,4;$

$И_{к6} = 9832,3;\ Т_{м6} = 3$ ч.

Тогда

$$С = \frac{\frac{100}{5} \cdot \frac{6000}{100} \cdot 10^{-3}}{15} (5156,4 - 4888,6 + 6393,4 - 5935,3 + 7358,3 - 7235,6 + 8193,4 - 7886,8 + 8896,6 - 8762,4 + 9832,3 - 9449,4) = 133,8 \text{ кВт}.$$

Максимальная нагрузка М определяется в каждый период максимума энергосистемы при наличии счетчика с фиксированным получасовым максимумом или информационно-измерительных систем типа ИСЭ, АУС, ИИСЭ или их модификаций путем установки фиксатора максимума мощности на нуль в начале каждого обследуемого периода максимума энергосистемы, величина М находится как наибольшая из фиксированных получасовых нагрузок.

Для того же примера в период $T_{м1}$ нагрузка $P_{м1}$ = 168 кВт; в период $T_{м2}$ нагрузка $P_{м2}$ = 183 кВт; в период $T_{м3}$ нагрузка $P_{м3}$ = 116 кВт; в период $T_{м4}$ нагрузка $P_{м4}$ = 158 кВт; в период $T_{м5}$ нагрузка $P_{м5}$ = 102 кВт; в период $T_{м6}$ нагрузка $P_{м6}$ = 205 кВт.

За величину М принимается $M = P_{м6}$ = 205 кВт.

Проверяется:

$$\frac{C}{M} = \frac{133,8}{205} = 0,65 < 0,75,$$

тогда

$$P_э = C\left(1 + \frac{1}{3}\sqrt{\frac{M}{C} - 1}\right) = 133,8\left(1 + \frac{1}{1,73}\sqrt{\frac{205}{133,8} - 1}\right) =$$

= 190,3 кВт.

Как правило, заявление мощности в энергосистему на следующий месяц проводится 20 числа предыдущего месяца. Измерения должны проводиться в течение 15–19 чисел каждого месяца в часы максимума энергосистемы при отсутствии каких-либо переключений в течение месяца, на который заявляется нагрузка.

Если отсутствует аппаратура фиксации максимума мощности, необходимо снимать показания счетчиков электроэнергии каждые полчаса в часы максимума энергосистемы, выбрать период, равный 0,5 ч, с наибольшим потреблением электроэнергии и найти величину М.

$$M = 2\,W_{a0,5\,макс}\,, \text{ кВт},$$

где $W_{a0,5\,макс}$ расход активной электроэнергии за получас наибольшего электропотребления, Квт·ч.

2) Для вновь вводимой технологии, площадки, подстанции расчет $П_э$ ведется в соответствии с п.2.2.

3) Для подключения (переключения) мощности к существующей

$$C = C_I + C_П;$$

$$M = M_I + M_П,$$

где C_I, M_I – средняя и наибольшая мощность электроприемников, находящихся в эксплуатации (рассчитывается по методике, описанной выше), кВт;

$C_П$, $M_П$ – средняя и наибольшая мощность вновь подключаемых электроприемников, кВт.

$C_П$ и $M_П$ определяются для высоковольтных установок из табл.15, для смешанной или низковольтной нагрузки с числом электроприемников до 20...30.

$$C_П = \sum_{i=1}^{n} K_{иi}\, P_{нi}\,;$$

$$M_П = \sum_{i=1}^{n} P_{нi}\,,$$

где $K_{иi}$ – коэффициент использования i-го электроприемника установки,

$$K_{иi} = K_{вi} \cdot K_{зi}\,,$$

где $K_{вi}, K_{зi}$ берутся из табл. 6-9;

$P_{нi}$ – номинальная мощность i-го электроприемника, установки, кВт.

Для вводимых низковольтных электроприемников числом $n > 20...30$

$$M_П = K_м\, C_П,$$

где $K_м$ находится по табл. 10 или табл. 1.

2.3.4. При планировании регулировочных мероприятий дополнительное снижение максимальной нагрузки определяется по величине расчетной мощности выводимых в часы максимума энергосистемы двигателей КНС в соответствии с табл. 13.

2.3.5. Величины максимальных реактивных нагрузок асинхронных двигателей также определяются по предложенной методике.

2.3.6. Для смешанной - асинхронной и синхронной - нагрузки требуется провести системный расчет режима реактивной мощности соответствии с п. 2.8 настоящего документа.

Методические указания по расчету электропотребления нефтяных месторождений

2.4. Общие рекомендации по применению методов расчета электропотребления

2.4.1. Планируемый расход электроэнергии определяется по расчетным удельным расходам электроэнергии и объемам производимой продукции:

$$W_a = \sum_{i=1}^{n} (\omega_i Q_i - W_{эi}), \quad кВт·ч, \tag{25}$$

где W_a – планируемый расход активной электроэнергии по группе технологических процессов, кВт·ч;

Q_i – объем производства i-м технологическим процессом, ед. продукции;

ω_i – расчетный удельный расход электроэнергии i-го производственного процесса, Вт·ч/ед.продукции;

$W_{эi}$ – расчетная экономия электроэнергии i-го технологического процесса, кВт·ч.

2.4.2. Удельные расходы электроэнергии технологических процессов добычи нефти определяются расчетно-аналитическим методом. Удельный расход на добычу нефти по предприятию в целом может быть найден методами статистического моделирования путем составления одно- и многофакторных моделей в зависимости от интегральных факторов.

2.4.3. Удельный расход электроэнергии на бурение скважин определяется методом расчета по показателям средних электрических нагрузок электродвигателей приводов главных механизмов. По объединению или управлению буровых работ могут быть составлены одно- и многофакторные статистические модели удельных расходов электроэнергии.

2.4.4. Удельные расходы электроэнергии на водоснабжение предприятий рассчитываются аналитическими методами или по показателям средних электрических нагрузок.

2.5. Структура электропотребления по технологическим процессам в нефтедобывающей промышленности

2.5.1. Добыча нефти, в том числе:

1) Глубиннонасосная механизированная добыча нефти.

2) Газлифтная добыча нефти.

3) Закачка воды в пласт.

4) Подготовка нефти (в том числе сброс воды на ПНС, КСП).

5) Методы интенсификации добычи нефти, повышение нефтеотдачи (закачка газа в пласт, внутрипластовое горение, закачка реагентов в пласт, закачка воздуха в пласт и т.д.).

6) Общепромысловый расход (сбор и транспорт нефти по территории месторождения, сброс воды на месторождении, потери в сетях и т.д.).

2.5.2. Бурение скважин.

2.5.3. Водоснабжение предприятий.

2.5.4. Сбор и транспорт попутного газа.

2.5.5. Транспорт нефти по пунктов сдачи управлению магистральных нефтепроводов (внешний транспорт нефти).

2.5.6. Прочее производственное потребление.

2.6. Методы расчета электропотребления

В качестве основных методов расчета удельного электропотребления технологических процессов рекомендуются следующие:

1) Расчетно-аналитический метод.

2) Метод расчета норм по показателям средних электрических нагрузок.

3) Метод статистического моделирования.

Расчетно-аналитический метод определяет групповой технологический удельный расход электроэнергии в зависимости от ряда нормообразующих факторов (параметров) технологических процессов в виде:

$$W_i = k_{доп i} \cdot f_i(\varphi_1, \varphi_2, \ldots, \varphi_n), \qquad (26)$$

где $k_{доп i}$ – коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, определенный расчетным или экспериментальным путем, отн. ед.;

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_n$ – факторы (параметры) технологического процесса, средневзвешенные по совокупности технологических установок.

$$\varphi_j = \sum_{k=1}^{n} \frac{\varphi_{jk} Q_k}{\sum_{k=1}^{n} Q_k},$$

где Q_k – производительность K -й установки, ед.продукции;

φ_{jk} – значение j -го фактора на k -й технологической установке.

Метод расчета удельного электропотребления по показателям средних электрических нагрузок определяет групповую технологическую норму по формуле

$$\omega_i = k_{gpi} T_k \frac{\sum_{j=1}^{m} k_{bj} K_{эj} P_{нj}}{\sum_{j=1}^{n} Q_j}, \qquad (27)$$

где T_k – календарное время, ч;

$K_{bj}, K_{эj}$ – коэффициенты соответственно включения и загрузки j -й установки, отн.ед.;

$P_{нj}$ – номинальная мощность электродвигателя j -й установки, кВт;

Q_j – плановая производительность j -й установки в течение времени T_k, ед. прод./ед. времени.

Метод статистического моделирования используется при расчете электропотребления сложных и составных технологических процессов (добыча нефти в целом, бурение скважин).

Однофакторные статистические модели определяются в виде полинома n -й степени:

$$y_k = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \ldots + a_n t^n, \qquad (28)$$

где y_k – общецеховой или общий по предприятию удельный расход электроэнергии по K -у процессу, кВт.ч/ед.прод.;

$a_0, \ldots, a_n$ – постоянные моделирования, отн. ед.;

t – фактор однофакторной модели (обычно время).

Многофакторные статистические модели определяются в виде:

$$y_k = b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_i \quad , \qquad (2$$

где x_i – i-й – фактор многофакторной модели;

$b_0, \ldots, b_n$ – постоянные моделирования, отн. ед.

2.6.I. Методика расчета удельных расходов электроэнергии по технологическим процессам добычи нефти.

Удельные расходы электроэнергии на добычу нефти определяются расчетно-аналитическим методом. В табл. I6 представлены расчетные формулы, определяющие зависимости между удельным расходом электроэнергии и основными контролируемыми нормообразующими параметрами. Для большинства технологических процессов основной структурной единицей являются насосный агрегат, для которого

$$\omega_i = K_{\text{ин}i} \, \Delta H_i \, K_{\text{об}i} \quad , \qquad (30$$

где ω_i – удельный расход электроэнергии i-го технологического процесса, кВт.ч/ед.прод.;

ΔH_i – перепад давлений на входе-выходе насосов i-го технологического процесса, м;

$K_{\text{об}i}$ – коэффициент, зависящий от обводненности добываемой или перекачиваемой продукции (нефтесодержащей жидкости), отн. ед.:

$$K_{\text{об}i} = 1 + \frac{\delta_i}{1 - \delta_i} \quad , \qquad (31$$

где δ_i – обводненность нефтесодержащей жидкости, отн.ед.

$$\delta_i = \frac{Q_{\text{ж}i} - Q_{\text{н}i}}{Q_{\text{ж}i}} \, .$$

При добыче, перекачке или закачке в пласт воды $K_{ов.с}$ принимается равным единице.

$K_{им}$ – интегральный коэффициент i-го процесса, учитывающий влияние прочих параметров.

Таблица 16

Общие расчетные формулы и контролируемые нормообразующие параметры технологических процессов добычи нефти

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Добыча нефти насосным способом	$\omega_н = 2{,}724 \cdot 10^{-3} K_{др} \frac{1}{\eta_н} (1 + \Gamma \rho_{нг} 10^{-3} + \frac{\delta_в}{1-\delta_в}) \times (H_{дин} + H_{сеп}), \frac{кВт \cdot ч}{т}$,	$H_{дин}$, $\delta_в$; $\omega_н = K_{им} H_{дин} \times (1 + \frac{\delta_в}{1-\delta_в})$

где $K_{др}$ – коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.;

Γ – средневзвешенный газовый фактор, $м^3/т$;

$\rho_{нг}$ – средневзвешенная плотность нефтяного попутного газа, $кг/м^3$;

$H_{дин}$ – глубина динамического уровня насосной скважины, м;

$H_{сеп}$ – давление жидкости в сборных коллекторах ГЗУ, м. вод. ст.;

$\eta_н$ – кпд установок насосной добычи (см. табл. 6,7), отн. ед.

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Кормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
	$\delta_н$ – обводненность нефти, добытой насосным способом, отн. ед.	
Добыча нефти газлифтом	$\omega_г = 0{,}2\,\lambda\, K_{др} R\,(1+\delta_{гд}/1-\delta_{гд})$, кВт·ч/т,	$\delta_{гд}$, R $\omega_г = K_{ин} R\,(1+\frac{\delta_{гд}}{1+\delta_{гд}})$
	где R – удельный расход газа на тонну жидкости, извлекаемой газлифтным способом, м^3/в ж;	
	$\delta_{гд}$ – обводненность нефти, добытой газлифтным способом, отн. ед.;	
	$K_{др}$ – коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.	
Сбор и транспорт нефти дожимными насосными станциями (ДНС)	$\omega_{анс} = 2{,}724\ 10^3\, K_{др}\, \frac{\Delta H_{анс}}{\eta_{анс}} \cdot (1+\frac{\delta_{анс}}{1-\delta_{анс}})$, кВт·ч/т,	$\Delta H_{анс}$, $\delta_{анс}$, $\omega_{анс} = K_{ин}\,\Delta H_{анс} \cdot (1+\frac{\delta_{анс}}{1-\delta_{анс}})$
	где $\Delta H_{анс}$ – средневзвешенный перепад давлений на входе-выходе насосов ДНС, м;	
	$\eta_{анс}$ – кпд агрегатов ДНС, отн.ед.;	
	ДНС – обводненность нефти, транспортируемой ДНС;	
	$K_{др}$ – коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.	

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Подготовка нефти	$\omega_{пн} = K_{др}\left\{2{,}724\cdot10^{-3}\left[\frac{(1+K_{рн})\Delta H_c}{\eta_c} + \left(1+\frac{\delta_{ост}}{1-\delta_{ост}}\right) + \frac{(1+K_{рн})\Delta H_{тп}}{\eta_{тп}} + \frac{K_{рн}\Delta H_{рн}}{\eta_{рн}} + \frac{K_{пр}\Delta H_{пр}}{\eta_{пр}}\right] + K_{эл\,двг}\,\omega_{эл\,двг}\right\}$, кВт ч/т,	ΔH_c, $\delta_{ост}$; $\Delta H_{тп}$, $\Delta H_{пр}$; $\omega_{пн} = K_{пн}\left[\Delta H_c \times \left(1+\frac{\delta_{ост}}{1-\delta_{ост}}\right) + \Delta H_{тп} + \Delta H_{пр}\right]$

где $K_{др}$ – коэффициент дополнительных расходов электроэнергии;

$K_{рн}$ – коэффициент, учитывающий количество некондиционной нефти, возвращенной на повторную подготовку, отн. ед.;

$\Delta H_c, \eta_c$ – соответственно перепад давлений, м, и кпд насосов сырой нефти;

$\Delta H_{тп}, \eta_{тп}$ – соответственно перепад давлений, м, и кпд насосов горячей товарной нефти;

$\Delta H_{рн}, \eta_{рн}$ – соответственно перепад давлений, м, и кпд насосов рециркуляции некондиционной нефти;

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры упрощенная расчетная формула
	$\Delta H_{пр}, \eta_{пр}$ – соответственно перепад давлений, м, и кпд насосов подачи подтоварной воды, сброшенной на КСП, УПН, товарном парке;	
	$K_{пр}$ – коэффициент, учитывающий долю воды, подаваемой на УПК, отн. ед.;	
	$K_{эл\,дег}$ – для подготовки нефти электродегидраторами, отн. ед.;	
	$\omega_{эл\,дег}$ – удельный расход электроэнергии на электродегидраторы, 0,16 – 0,37 кВт.ч/т для напряжений на электродах 22–44 кВ;	
	$\delta_{ост}$ – остаточная обводненность нефти, подаваемой на подготовку, отн. ед.	
Подготовка и утилизация пластовых вод и производственно-ливневых стоков	$\omega_{пв} = 2.724\ 10^{-3}\ K_{др} \times \frac{\Delta H_{пв}}{\eta_{пв}} \left(K_{пр} + \frac{\delta_{ст}}{1-\delta_{ст}}\right)$, кВт·ч/т,	$\Delta H_{пв}$, $\omega_{пв} = K_{ин}\ \Delta H_{пв}$
	где $K_{др}$ – коэффициент, дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.;	

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула

$K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий долю утилизации пластовых вод и производственно-ливневых стоков,

$K_{ст} = 0{,}20 - 0{,}25$;

$\delta_{хв}$ – количество отделившейся (холодный отстой) пластовой воды в отстойниках предварительного сброса воды, приходящейся на одну тонну жидкости, отн.ед.;

$\Delta H_{нв}, \eta_{нв}$ – планируемый перепад давлений, м, и кпд насосов перекачки сброшенной воды и пластовых вод.

Суммарный расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти и подготовку и утилизацию производственно-ливневых стоков составляет основную часть общепромыслового расхода электроэнергии:

$$W_{общ} = K_{пр}(W_{эпс} Q_н + W_{нв} Q_н),$$

тыс. кВт.ч.

$Q_н$ – коэффициент, учитывающий прочие промысловые расходы по теоретическим расчетам или по статистической отчетности за прошлые годы

Окончание табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметр упрощенная расчетная формула
Закачка воды в пласт	$\omega_з = 2.724 \cdot 10^{-3} Кдр \times \frac{\Delta H_{кнс}}{\eta_{кнс}} \rho_{в\,кнс}$, кВт·ч/м³, где $\Delta H_{кнс}$, $\eta_{кнс}$ – соответственно перепад давлений, м, и кпд насосов КНС; $\rho_{в\,кнс}$ – плотность воды, подаваемой в нагнетательные скважины, т/м³.	$\Delta H_{кнс}$, $\omega_з = K_{ин} \Delta H_{кнс}$
Добыча нефти, всего	$\omega_{дн} = \frac{\omega_н Q_{нн} + \omega_{гн} Q_{гн} + \omega_з Q_з}{Q_н} + \frac{\omega_{пн} Q_н + W_{ас}}{Q_н}$, где $Q_{нн}$ – объем добычи нефти насосным способом, тыс.т; $Q_{гн}$ – объем добычи нефти газлифтом, тыс.т; $Q_з$ – объем закачки воды в пласт, тыс. м³; $Q_н$ – объем добычи нефти всеми способами, тыс.т; $W_{ас}$ – общепромысловый расход электроэнергии, тыс.кВт·ч.	

При проектировании следует применять точные (общие) формулы для расчета удельных расходов электроэнергии на добычу нефти.

При эксплуатации в упрощенные формулы подставляются фактические удельные расходы электроэнергии за прошедшие периоды, а также фактические значения нормообразующих параметров за те же периоды времени и рассчитываются интегральные коэффициенты $K_{ни}$ по каждому процессу, используемые в дальнейшем для планирования удельных расходов электроэнергии и расчетов электропотребления на один-два последующих периода времени. Рекомендуется принимать средневзвешенный $K_{ин}$ за три предыдущих промежутка времени:

$$K_{ин\,ср.в} = \frac{K_{ин(n-2)} Q_{пр(n-2)} + K_{ин(n-1)} Q_{пр(n-1)} + K_{ин(n)} Q_{пр\,n}}{Q_{пр(n-2)} + Q_{пр(n-1)} + Q_{пр\,n}},$$

где $Q_{пр(n-2)}, Q_{пр(n-1)}, Q_{пр\,n}$ – объем производства продукции за три предыдущих планируемому (n + I) промежутку времени, тыс.т.

В дальнейшем в формулу подставляются для каждого процесса полученные средневзвешенные $K_{ин}$.

В приложении 3, справочном, приведен пример планирования расхода электроэнергии на добычу нефти для эксплуатирующего предприятия.

При планировании расходов электроэнергии вновь вводимых подразделений следует пользоваться общими формулами для расчетов удельных расходов электроэнергии.

2.6.2. Расчет удельного расхода электроэнергии на бурение скважин

$$\omega_б = \frac{W_{эб} K_{вcп} - W_{эб}}{H}, \quad \text{кВт.ч/м.прох.} \qquad (32)$$

где $K_{всп}$ – коэффициент, учитывающий дополнительный расход электроэнергии на вспомогательное производство

$$K_{всп} = 1{,}3...1{,}4;$$

$W_{об}$ – технологический расход активной электроэнергии на бурение скважин, тыс.кВт.ч.

$$W_{об} = 8{,}76\, K_{п} \left[\sum_{i=1}^{n} \left(K_{вл_i} K_{зл_i} P_{л_i} + K_{вн_i} K_{зн_i} P_{н_i} \right) \right], \quad \text{тыс кВт ч}, \qquad (1$$

$K_{п}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на работу вспомогательных механизмов.

Принимается $K_{п} = 1{,}15...1{,}30$;

$K_{зл}, K_{зн}$ – коэффициенты загрузки электродвигателей лебедок буровых насосов (табл. 17);

$K_{вл}, K_{вн}$ – коэффициенты включения электродвигателей лебедок буровых насосов (табл. 18);

$P_{л}, P_{н}$ – номинальные мощности двигателей лебедки и насосов, кВт (табл. 17);

m – общее число буровых станков

$$m = K_{о} \frac{H\, 10^{-3}}{12\, V_{к}},$$

$K_{о}$ – коэффициент осложнения, 1,1...1,3;

H – годовой объем бурения, тыс.м;

$V_{к}$ – планируемая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес;

$W_{об}$ – планируемое снижение электропотребления в бурении, тыс.кВт.ч.

Таблица I7

Значения коэффициентов загрузки и номинальных мощностей электродвигателей приводов главных механизмов буровых установок

Тип установки	Лебедка		Насосы	
	$P_{д}$, кВт	$K_{зл}$	$P_{н}$, кВт	$K_{зн}$
БУ 2000	320	0,82	640	0,83
БУ 2500	450	0,8I	I260	0,78
БУ 3000	500	0,7I	I260	0,79
БУ 4000	I420	0,63	920	0,86
В среднем (при отсутствии данных о типах буровых установок)	500	0,75	I260	0,78

Таблица I8

Значение коэффициентов включения электродвигателей лебедки и насосов

Объединение	Коэффициенты включения	
	лебедки $K_{вл}$	насосов $K_{вн}$
Нижневартовскнефтегаз	0,20	0,23
Варьеганнефтегаз	0,22	0,23
Сургутнефтегаз	0,24	0,27
Ватьеганскнефтегаз	0,27	0,32
Красноленинскнефтегаз	0,23	0,28
Ноябрьскнефтегаз	0,I9	0,I6
Уренгойнефтегаз	0,26	0,28
Пурнефтегаз	0,I9	0,I6
Лангепаснефтегаз	0,2I	0,23
Когалымнефтегаз	0,23	0,26

Удельные расходы электроэнергии могут быть оценены по факторным моделям в виде

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3 , \qquad (3$$

где y – удельный расход электроэнергии, кВт.ч/м проход.

x_1 – средняя глубина скважин, м;

x_2 – средняя коммерческая скорость бурения, м проход./ст.мес;

x_3 – среднее число долблений на одну скважину, шт.;

b, β – постоянные коэффициенты.

В табл. 19 представлены уравнения для удельного электропотребления на бурение для объединений Западной Сибири.

Таблица 19

Модели удельного электропотребления на бурение скважин по объединениям

Объединение	Расчетные уравнения
Нижневартовскнефтегаз, Лангепасснефтегаз	$y = 8,06-0,011x_1+0,019x_2-0,253x_3$
Варьеганнефтегаз	$y = 11,35+0,003x_1+0,009x_2-0,193x_3$
Сургутнефтегаз, Когалымнефтегаз	$y = 21,12+0,018x_1-0,002x_2+0,230x_3$
Юганскнефтегаз	$y = 23,59+0,008x_1+0,003x_2+0,185x_3$
Красноленинскнефтегаз	$y = -9,32+0,029x_1+0,011x_2-1,630x_3$
Урайнефтегаз	$y = -11,66+0,023x_1+0,016x_2-0,921x_3$
Ноябрьскнефтегаз, Пурнефтегаз	$y = 53,95-0,001x_1+0,005x_2-0,151x_3$
Главтюменнефтегаз	$y = 77,73-0,010x_1+0,001x_2+0,001x_3$

Модели рекомендуются к применению для оценочных расчетов при отсутствии кардинальных изменений в технологии бурения скважин.

2.6.3. Расчет удельного электропотребления на водоснабжение нефтедобывающих предприятий

Водоснабжение из открытых водных источников с попутной подкачкой

$$W_{об} = \frac{2{,}73 \cdot 10^{-3} H_1 Q_1 + 2{,}72 \cdot 10^{-3} \left(\frac{H_2}{\eta_2} Q_2 + \frac{H_3}{\eta_3} Q_3 + \dots \right)}{Q_1}, \quad \frac{кВт \cdot ч}{м^3}, \qquad (35)$$

где H_1 – средневзвешенное среднее давление на насосных станциях первого подъема, м;

η_1 – средневзвешенный кпд насосов первого подъема, отн.ед.;

H_2, H_3 – давление на станциях подкачки (второго, третьего и т.д. подъемов), м;

η_2, η_3 – кпд насосов второго, третьего и т.д. подъемов, отн. ед.;

Q_1, Q_2, Q_3 – объемы добычи (перекачки) воды насосами первого, второго и т.д. водоподъемов, тыс.$м^3$.

Водоснабжение из скважин водозаборов

$$W_{сб} = 2{,}73 \cdot 10^{-3} \frac{H_{дин}}{\eta_{сб}}, \quad кВт.ч/м^3, \qquad (36)$$

где $H_{дин}$ – средневзвешенный уровень водозаборных скважин, оборудованных насосами ЭЦВ, м;

$\eta_{сб}$ – кпд скважинного водозабора, отн.ед.

Общий удельный расход электроэнергии на водоснабжение определяется

$$W_{вс} = \frac{W_{об} Q_{об} + W_{сб} Q_{сб}}{Q_{об} + Q_{сб}}, \quad кВт.ч/м^3, \qquad (37)$$

где $Q_{сб}$ – объем добычи воды из скважин, тыс.$м^3$;

$Q_{об}$ – объем добычи воды из открытых водных источников

2.6.4. Расчет удельного электропотребления на внешний транспорт нефти.

$$\omega_{внт} = 3667 \cdot 10^{-3} \frac{H_{внт}}{\eta_{внт}}, \quad \text{кВт.ч/т}, \qquad (38$$

где $H_{внт}$ – средневзвешенный (средний) напор, развиваемый насосами внешнего транспорта нефти, м;

$\eta_{внт}$ – средневзвешенный (средний) кпд насосов и транспортной системы для внешнего транспорта нефти, отн. ед.

2.6.5. Расчет удельного электропотребления на сбор и транспорт попутного газа.

Для концевых ступеней сепарации

$$\omega_{кс} = \frac{0{,}063 \lg \frac{\gamma_2}{\gamma_1}}{\eta_{кс}}, \quad \text{кВт.ч/т}, \qquad (39$$

γ_2 – средневзвешенное давление на выходе компрессоров концевых ступеней сепарации, МПа;

γ_1 – средневзвешенное давление подпора компрессоров концевых ступеней сепарации, МПа;

$\eta_{кс}$ – кпд компрессорных станций концевых ступеней сепарации, в среднем 0,61...0,67;

для транспортных компрессорных станций попутного газа

$$\omega_{тк} = \frac{0{,}038 \lg \frac{\gamma_2}{\gamma_1}}{\eta_{тк}}, \qquad (40$$

γ_2 – средневзвешенное давление на выходе компрессоров станций транспорта газа, МПа;

γ_1 – средневзвешенное давление подпора компрессорных станций транспорта газа, МПа;

η_m – кпд компрессорных станций транспорта газа, в среднем 0,71...0,77.

2.6.6. Общий расход электроэнергии по совокупности технологических процессов объединения определяется по формуле

$$Э_{об} = 1{,}1(\omega_{дн} Q_н + \omega_{вн} Q_{вс} + \omega_{внт} Q_{внт} + \omega_{кс} Q_{кс} + \omega_{тк} Q_{тк}), \quad кВт\ ч, \tag{41}$$

где $Q_н, Q_{вс}, Q_{внт}, Q_{кс}, Q_{тк}$ – соответственно объемы добычи нефти, тыс.т; добычи воды, тыс.м^3; внешнего транспорта нефти, тыс.т; сбора и транспорта газа концевых ступеней сепарации, млн.м^3; компримируемого газа для транспорта, млн.м^3.

2.7. Организация и проведение регулировочных мероприятий нефтяной промышленности.

2.7.1. Основные положения.

1). Управление электропотреблением нефтяного месторождения наиболее эффективно осуществляется путем перевода КНС в режим потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки в результате отключения определенной части насосных агрегатов в даваемые энергосистемой часы максимальной нагрузки и использования технологического резерва в остальное время суток. Расчет режима потребителя-регулятора, то есть определение количества включаемых и дополнительно используемых резервных агрегатов, а также вызываемые этим изменения в энергетических и технологических режимах КНС проводится при условии обязательного выполнения

плана закачки воды в пласт с учетом имеющихся технических и тех нологических ограничений и исходя из существующих, экспериментально определенных характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС. Выбор окончательного режима потребителя-регулятора КНС проводится по экономическому критерию, учитывающему затраты НГДУ на электроэнергию по действующему тарифу на электроэнергию и с учетом дополнительных эксплуатационных затрат на обслуживание технологического и электрического оборудования. После расчетного выбора режима потребителя-регулятора КНС производится его предварительное испытание в течение суток. В период испытаний определяются и корректируются технологические и энергетические параметры работы КНС в режиме потребителя-регулятора.

2). При внедрении режима потребителя-регулятора на нескольких КНС, питающихся от разных ТП напряжением 35 кВ, подключенных к одной ТП 110 (220) кВ, которая является точкой раздела между НГДУ и энергосистемой, возможно раздельное использование регулирующих эффектов от разных КНС для утреннего и вечернего максимума нагрузок.

Целесообразность такого режима очевидна для КНС с малым технологическим резервом и при ограничении количества пусков. При этом следует добиваться равномерного уменьшения вечернего и утреннего максимума нагрузки питающей ТП, а в качестве заявляемого энергосистеме принимать наибольший.

3). Экспериментальное определение гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем проводится по приборам технологического контроля КНС и расхода электроэнергии. Для определения электропотребления насосных агрегатов возможна дополнительная установка ваттметров или счетчиков активной энергии.

4). Снижение участия КНС в максимуме нагрузки энергосистемы результате внедрения режима потребителя-регулятора КНС учитывая при составлении коммерческого договора между НГДУ и Энерго том на электропотребление ТП, питающей КНС или группу КНС, на ых внедряется режим регулятора-потребителя.

2.7.2. Экспериментальное определение гидравлических и энергических характеристик насосных агрегатов и технологических тем КНС.

1). Насосные агрегаты КНС характеризуются гидравлической и ргетическими характеристиками:

Гидравлическая характеристика выражает зависимость дифференльного напора центробежного насоса, МПа, от его производительтя, $м^3/ч$.

Энергетические характеристики выражают зависимости потребмой электродвигателем насоса мощности, кВт, и удельного расо электроэнергии, $кВт.ч/м^3$, от производительности, $м^3/ч$.

2). Определение гидравлической и энергетических характерик насосных агрегатов проводится путем изменения напора по рной гребенке КНС при последовательном отключении нескольких осных агрегатов. При этом на работающих агрегатах для каждо значения давления определяются следующие технологические и ргетические параметры:

давление на выходе насосного агрегата;

давление на входе насосного агрегата;

производительность насосного агрегата;

потребление активной мощности и электроэнергии приводным гателем насосного агрегата.

При использовании суммарных приборов контроля производитель-

ти

насосных агрегатов и их электропотребления продолжительность каждого режима должна быть не менее 20 мин. Затем показания приборов приводятся соответственно к часовым или мгновенным значениям.

Для определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов необходимо зафиксировать не менее 3-х режимов в области их предполагаемой работы.

3). Одновременно при определении характеристик отдельных насосных агрегатов определяются следующие характеристики КНС:

напорная характеристика приемной системы на распределительной гребенке КНС;

напорная характеристика низконапорных водоводов КНС;

гидравлические потери давления в обвязке КНС.

Напорная характеристика приемной системы КНС выражает зависимость давления на распределительной гребенке, МПа, от производительности КНС, представляющей собой сумму производительностей отдельных агрегатов, $м^3/ч$.

Напорная характеристика низконапорных водоводов КНС представляет собой зависимость давления на входе КНС, МПа, от производительности КНС, $м^3/ч$.

Гидравлические потери давления в обвязке КНС определяются как разность между давлениями на выходе насосных агрегатов и распределительной гребенке и могут быть приняты независящими от производительности отдельных агрегатов. (Как правило, гидравлические потери составляют 0,3-0,5 МПа).

4). Результаты проведенного экспериментального определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС заносятся в протокол испытаний (приложение 4, обязательное).

2.7.3. Разработка режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КНС.

1). При разработке режима потребителя-регулятора за базисный режим работы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы принимается режим работы с включением максимального количества агрегатов, кроме неисправных, и технологического резерва. Параметри этого режима целесообразно определить экспериментально.

2) В технологический резерв вводится насосные агрегаты, имеющие по сравнению с другими худшие гидравлические и энергетические характеристики.

3). Техническими ограничениями для работы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут являться:

минимальное давление на приеме насосных агрегатов;

максимальное давление на гребенка.

Если работа КНС в таком режиме невозможна, технологический резерв КНС увеличивают.

4). Для режима КНС в часы минимума электрической нагрузки энергосистемы строят гидравлические и энергетические характеристики параллельной работы включенных насосных агрегатов на распределительную гребенку. При этом давление, развиваемое каждым насосом, приведенное к распределительной гребенке при конкретной производительности, определяется:

$$H_{нас}(Q) = H_{нар}(Q) + H_{вх}(Q_{\Sigma}) - \Delta H_{об}, \qquad (42)$$

где $H_{нас}(Q)$ – давление, развиваемое насосом при производительности Q, МПа;

$H_{нар}(Q)$ – дифференциальное давление насоса, МПа;

$H_{вх}(Q_{\Sigma})$ – давление на входе насоса при суммарной производительности всех включенных насосов КНС Q_{Σ}, МПа;

$\Delta H_{об}$ – потери давления в обвязке КНС, МПа.

Суммарная производительность Q определяется как сумма производительностей отдельных агрегатов. Напорные характеристики отдельных агрегатов строятся графически в осях координат Q, H. Напорная характеристика параллельной работы насосных агрегатов определяется как сумма производительностей отдельных насосных агрегатов при равных давлениях.

Гидравлический и энергетический режимы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут определяться точкой пересечения гидравлических характеристик параллельной работы насосных агрегатов и сети системы КНС, построенных в одной системе координат.

5). По соответствующим точке пересечения значениям определяется давление, развиваемое всеми работающими насосными агрегатами. По соответствующим экспериментальным характеристикам отдельных насосных агрегатов определяются производительность Q_i, мощность, потребляемая двигателями P_i, и удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт a_i. Показатели работы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы определяются

$$Л_{\Sigma мин} = (24 - t_{макс}) \sum_{i=1}^{n_{раб}} Q_i \quad , \qquad (4$$

$$Э_{\Sigma мин} = (24 - t_{макс}) \sum_{i=1}^{n_{раб}} a_i Q_i \quad , \qquad (4$$

где $Э_{\Sigma мин}$ – электроэнергия, потребленная КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы на закачку воды, кВт.ч;

$t_{макс}$ – суточная продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч;

$Л_{\Sigma мин}$ – объем закачки воды в часы минимума нагрузки энергосистемы, $м^3$.

6). Оставшийся объем закачки воды, который КНС необходимо полнить в часы максимума нагрузки энергосистемы, определяется:

$$П_{\Sigma макс} = П - П_{\Sigma мин} \quad , \tag{45}$$

$П_{\Sigma макс}$ – объем закачки КНС в часы максимума нагрузки энергосистемы, $м^3$;

$П$ – суточный план закачки воды в пласт, $м^3$.

7). Количество работающих агрегатов в часы максимума нагрузэнергосистемы в первом приближении может быть определено:

$$n_{макс} = \frac{П_{макс}}{t_{макс} \cdot Q_{ном}} \quad , \tag{46}$$

$Q_{ном}$ – номинальная производительность агрегата КНС, $м^3/ч$.

Полученная величина округляется до большего целого числа.

Состав агрегатов, работающих в часы максимума нагрузки, выбется таким, чтобы в группу отключаемых насосов входили агрегаты с укрупненными гидравлическими и энергетическими характеристиками.

8). Окончательно гидравлический и энергетический режимы КНС часы максимума нагрузки определяются таким же методом, что и в режима минимума нагрузки.

Для режима максимума нагрузки определяются следующие показатели:

$$P_{макс} = \sum_{i=1}^{n_{макс}} P_i \quad , \tag{47}$$

$$Э_{макс} = t_{макс} \sum_{i=1}^{n_{макс}} a_{i\,макс} Q_i \quad , \tag{48}$$

где $P_{макс}$ – участие КНС в максимуме нагрузки энергосистемы;

$Э_{макс}$ – электроэнергия, потребленная КНС за период максимальных нагрузок энергосистемы, кВт.ч.

9). Рассчитанный режим оценивается по экономическому критерию:

$$T_{сут} = \frac{1}{365} C_0 P_{макс} + 1{,}025 C_0 (Э_{пик} + Э_{макс}),$$

где $T_{сут}$ – затраты на электроэнергию, потребленную КНС за I сутки;

I0). Технологические ограничения для режима максимума нагрузки:

максимальная мощность, потребляемая двигателями насосов;

максимальная производительность, развиваемая насосами;

максимально допустимая производительность КНС;

минимально допустимое количество работающих агрегатов.

II). Для сравнения с выбранным режимом рассчитывается еще один режим работы КНС с потребителем-регулятором, при котором технологический резерв в часы максимума работы энергосистемы снижается на I агрегат. Если значение экономического критерия при этом уменьшается, необходимо рассчитать режим при большем значении технологического резерва, и наиболее эффективным режимом будет являться суточный режим работы КНС при меньшем значении.

Все работы при разработке режима потребитель-регулятор рекомендуется выполнять с использованием ЭВМ. Такая программа разработана в Гипротюменнефтегазе.

I2). Окончательно гидравлические и энергетические параметры режима потребителя-регулятора суточного графика нагрузки КНС корректируются в результате измерений соответствующих характеристик работы КНС при выбранных оптимальных составах насосных агрегатов

в часы минимума и максимума нагрузки. Гидравлические и энергетические характеристики режима заносятся в протокол предварительных испытаний технологического режима (*приложение 5, обязательное*). По результатам предварительных испытаний определяется резерв по закачке воды в пласт на период действия технологического процесса. Если он превышает требуемые пределы, в часы минимума нагрузки энергосистемы отключается дополнительно соответствующее количество агрегатов. Целесообразно проводить эти отключения в дневные часы между утренним и вечерним максимумами нагрузки и совмещать их с техническим обслуживанием агрегатов. Для этой цели используются, в первую очередь, насосные агрегаты, имеющие относительно худшие энергетические характеристики, что обеспечивает в результате снижение энергозатрат.

2.7.4. Организационно-технические мероприятия по поддержанию режима потребителя-регулятора КНС.

1). По результатам разработки и предварительных испытаний технологического процесса работы КНС в режиме потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки разрабатывается план-график включения-отключения насосных агрегатов в течение суток и технологическая карта гидравлических и энергетических режимов работы КНС. План-график содержит сведения о времени включения и отключения агрегатов, о технологическом резерве, регулирующих агрегатах и постоянно включенных агрегатах (*приложение 6, обязательное*). План-график составляется не менее чем на месяц. Оперативная корректировка плана-графика осуществляется при выходе агрегата из строя или при незначительном недовыполнении суточного плана закачки в пласт. В этом случае в работу вводится агрегат из технологического резерва с относительно лучшими характеристи-

камя. Число агрегатов, включенных в часы максимума нагрузки энергосистемы, в любом случае не должно превышать указанное в плане-графике.

План-график корректируется при замене вышедшего из строя насоса новым или при изменении удельного расхода электроэнергии отдельного агрегата более чем на 10%. Для этого исследуются характеристики только агрегатов с изменившимися характеристиками. Выбор режимов работы агрегатов в течение суток осуществляется по тому же принципу: агрегаты с относительно худшими характеристиками переводятся в состав регулирующей группы или в технологический резерв. План-график составляется главным технологом и утверждается главным инженером НПУ, вывешивается в помещении операторной КНС и подлежит обязательному исполнению.

2). Для обеспечения и контроля технологических и энергетических режимов КНС в течение суток разрабатывается технологическая карта режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КНС. Технологическая карта режима потребителя-регулятора содержит сведения о суточном плане закачки воды в пласт, показателях режима приемной системы КНС, технических ограничениях накладываемых на режимы КНС, насосных агрегатов и приводных двигателей, показатели электропотребления КНС в течение суток, а также параметры режима КНС и отдельных агрегатов в течение суток (приложение 7, обязательное).

3). Оперативный режим контроля электропотребления КНС в часы максимума нагрузки энергосистемы осуществляется дежурным персоналом КНС по приборам технического учета электроэнергии (счетчикам активной энергии) или по ваттметрам или амперметрам, установленным на вводах секций технологических распределительных устройст-

Участие в утреннем (вечернем) максимуме нагрузки, МВт, определяется при контроле по счетчику электроэнергии:

$$P_{max} = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_{i\,max}}{t_{max}} \cdot 10^{-3}, \qquad (50)$$

где $\sum W_{i\,max}$ суммарная электроэнергия по всем вводам, потребленная КНС за время утреннего (вечернего) максимума.

При контроле по ваттметру

$$P_{max} = \sum_{i=1}^{n} P_i. \qquad (51)$$

При контроле по амперметрам

$$P_{max} = 10^{-3} \sum_{i=1}^{n} \sqrt{3}\, U_i I_i \cos\varphi_i, \qquad (52)$$

где U_i – линейное напряжение на вводах, кВ;

I_i – ток ввода, А;

$\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности ввода, о.е.

Если требований к поддержанию коэффициента мощности в течение суток не предъявляется, принимается $\cos\varphi_i = 1$.

4). Сведения об участии КНС в утреннем и вечернем максимумах нагрузки заносятся в оперативный журнал КНС. Характеристики насосных агрегатов, электропотребление КНС контролируются технологическим персоналом. Периодичность контроля – 1 раз в неделю. Технологический режим регулирования электропотребления КНС контролируется также энергетической службой НГДУ. Контроль осуществляется при возобновлении коммерческого договора на электропотребление ТП, питающей КНС.

5). Пример разработки технологического процесса потребителя-регулятора КНС приведен в приложении 8, справочном .

2.7.5. Методика расчета экономической эффективности от внедрения режима потребитель-регуллгор.

I). За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели работы КНС с равномерной загрузкой насосных агрегатов в течение суток. Экономический эффект рассчитывается в соответствии с формулой

$$З_г = [(И_1 + E_н K_1) - (И_2 + E_н K_2)] A_2 \quad , \qquad (53)$$

где $И_1, И_2$ – эксплуатационные расходы по базовому и новому вариантам соответственно, тыс.руб.;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о.е.;

K_1, K_2 – капитальные вложения по базовому и новому вариантам соответственно, тыс.руб.

2). Удельный экономический эффект равен

$$З_{уд} = \frac{З_г}{\Delta P_{макс}} \quad , \qquad (54)$$

где $\Delta P_{макс}$ – изменения потребления активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы, МВт.

Величина $И_1$ соответствует затратам потребителя по двухставочному тарифу с основной ставкой за заявленный максимум:

$$И_1 = C_0 P_{макс1} + 1,025 \cdot C_1 Э_1 \quad , \qquad (55)$$

где $\Delta P_{макс}$ – потребляемая энергия за год, МВт.ч.

Величина $И_2$ определяется по формуле

$$И_2 = C_0 P_{макс2} + 1,025 \cdot C_1 Э_2 + И_{ат} \quad , \qquad (56)$$

где $И_{ат}$ – амортизационные отчисления, тыс.руб.

$$H_{01} = H\ K_д\ , \qquad (57)$$

где H – норма амортизационных отчислений (для насосного агрегата 20,4 %);

$K_д$ – величина дополнительных капитальных вложений, тыс.руб.

3). Пример определения экономической эффективности регулирования нагрузки нефтепромысла приведен в приложении 9, справочном.

2.8. Организация компенсации реактивной мощности в электрических сетях нефтепромыслов

В соответствии с прейскурантом № 09-01 предприятия должны поддерживать экономически обоснованные значения реактивных мощностей, регламентированные энергоснабжающей организацией, а именно:

в часы максимума активной нагрузки энергосистемы – оптимальное получасовое значение реактивной мощности $Q_{э1}$;

в часы минимума активной нагрузки энергосистемы – оптимальное значение средней реактивной мощности $Q_{э2}$.

Для поддержания значения мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности (КРМ) посредством использования компенсирующей способности СД и установки компенсирующих устройств (КУ).

Осуществление КРМ позволит получить следующий эффект:

1) снижение потерь активной мощности и энергии в распределительных сетях;

2) снижение загрузки трансформаторов, установленных на главных понизительных подстанциях;

повышение пропускной способности линий;

4) повышение качества электрической энергии в сетях в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ 13109.

Для успешного решения задачи КРП в электрических сетях промыслов необходимо определение оптимальных значений реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$.

2.8.1. Методика расчета заданных энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей

1). Методика позволяет определять оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из сетей энергосистемы в период максимума активной нагрузки $Q_{э1}$, а также оптимальное значение средней реактивной мощности, передаваемой из сети или генерируемой в сеть энергосистемы за период минимума активной нагрузки.

Используя предлагаемую методику, потребитель может:

проверить заданные энергоснабжающей организацией оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$;

заблаговременно, до изменения заданных значений $Q_{э1}$ и рассчитать возможные величины новых значений реактивных мощностей и разработать организационно-технические мероприятия по

Методика основана на использовании расчетных коэффициентов А, соответствующих средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистем и потребителей электроэнергии с учетом различных затрат на потери мощности и электроэнергии в разных районах объединенных энергосистем (ОЭС).

2). Значение $Q_{э1}$ для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ.А и более, получающих питание от сетей с несколькими ступенями трансформации, определяют как меньшее из значений, вычисленных по формулам:

$$Q'_{эI} = AP_{\varphi}^{\overline{IV}} \quad , \tag{58}$$

$$Q''_{эI} = Q_{\varphi I}^{\overline{IV}} - Q_{сд\,VI}^{\overline{IV}} \quad , \tag{59}$$

A – коэффициент, определяемый по табл. I9 в зависимости от высшего напряжения подстанции с низшим напряжением 6–20 кВ;

$P_{\varphi}^{\overline{IV}}$ – 30-минутный максимум активной нагрузки потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы в IУ квартале прошедшего года;

$Q_{\varphi I}^{\overline{IV}}$ – 30-минутный максимум реактивной нагрузки в те же часы;

$Q_{сд\,VI}^{\overline{IV}}$ – возможное увеличение генерации реактивной мощности синхронными двигателями (СД) 6–I0 кВ (без учета резервных) в те же часы (выявляется при анализе режимов их работы).

Таблица 20

Значения коэффициента А при высшем напряжении подстанции 35–330/6–20 кВ

ОЭС	35 кВ	II0–I50 кВ	220–330 кВ
...ро-Запада, Центра, ...ней Волги, Юга, ...рного Казахстана	0,23	0,28	0,37
...ней Азии	0,30	0,35	0,47
...ри	0,24	0,29	0,40
...а	0,27	0,3I	0,42
...рного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
...ьнего Востока	0,20	0,25	0,32

Все значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$, вычисленные с помощью коэффициентов А, относятся к шинам 6-10 кВ понижающих подстанций 35-220/6-10 кВ. В соответствии с "Правилами пользования электрической и тепловой энергией" значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ должны соответствовать точкам установки приборов учета электроэнергии.

3). Возможное увеличение генерации реактивной мощности выявляется при анализе режимов их работы, который учитывает предельную технологическую загрузку двигателя по активной мощности, величину напряжения на его зажимах (с учетом его изменения).

При отсутствии данных можно принимать

$$Q^{IV}_{сд\,э1} = P_{сд}\,(0{,}5 - tg\,\varphi_{э1}),$$

где $P_{сд}$ – номинальная мощность СД, работающих в часы наибольших нагрузок энергосистемы, МВт;

$tg\,\varphi_{э1}$ – фактическое значение, определяемое по отношению к номинальной мощности.

4). Для обеспечения потребления реактивной мощности в часы максимальной нагрузки IУ квартала на уровне, не превышающем б потребитель должен ввести в действие дополнительные батареи конденсаторов (БК) мощностью

$$Q_{кд} = Q^{IV}_{ф1} - Q^{IV}_{э1} - Q_{сд\,э1}.$$

Вычисление по формуле (61) необходимо производить, если $Q'_{э1} < Q''_{э1}$. В противном случае $Q_{кд} = 0$.

Фактическая потребность в БК может быть меньше 0 за счет БК, введенных в действие после момента регистрации значения б

5). Для потребителей, получающих электроэнергию от понижающих подстанций 35–110 кВ (независимо от напряжения питания по

требителя), для I–III кварталов

$$Q^{i}_{эг} = Q^{i}_{фг} - Q_{кд} - \delta Q^{i}_{кг} - Q^{i}_{сд\,мг}\,, \qquad (62)$$

где i – номер квартала;

$Q^{i}_{фг}$ – 30-минутный максимум реактивной нагрузки в i-м квартале прошедшего года;

$\delta Q^{i}_{кг}$ – разность рабочей мощности БК в IУ квартале прошедшего года и мощность БК, использовавшейся в максимум нагрузки i-го квартала этого же года;

$Q^{i}_{сд\,мг}$ – возможное увеличение генерации реактивной мощности СД в максимум нагрузки i-го квартала.

Определяются нижние границы возможного потребления реактивной мощности в часы минимальных нагрузок энергосистемы:

$$Q^{i}_{эгм} = Q^{i}_{фгм} - Q_{кд} - \delta Q^{i}_{кгм} - Q_{сд\,мгм}\,, \qquad (63)$$

где $Q^{i}_{фгм}$ – средняя мощность, потребляющаяся (генерировавшаяся) в часы малых нагрузок i-го квартала;

$\delta Q^{i}_{кгм}$ – разность рабочей мощности БК в IУ квартале прошедшего года и мощности БК, использовавшейся в минимум нагрузки i-го квартала;

$Q^{i}_{сдмм}$ – возможное увеличение генерации реактивной мощности СД в часы минимальных нагрузок энергосистемы в i-м квартале.

Если $Q_{эгм} > 0$, то принимают $Q^{i}_{эгм} = Q_{эгм}$. В противном случае принимают $Q^{i}_{эгм} = 0$.

б). Для потребителей, получающих питание от подстанций 220–330 кВ, значения $Q_{эг}$ рассчитывают аналогично вышеизложенному.

Для определения значений $Q^{i}_{э2}$ рассчитывают дополнительно к $Q^{i}_{э2н}$ (63) верхние границы возможного потребления реактивной мощности. Верхнюю границу потребления определяют, прибавляя к фактическому потреблению $Q_{ф2}$ мощность КУ, которые работали в режимах малых нагрузок и которые могли бы быть отключены. Например, если в сети работали БК мощностью $Q_{к2}$ (неотключаемые) а генерируемая реактивная мощность СД может быть снижена на $\Delta Q_{сд.с2}$, то верхняя граница $Q^{i}_{э2}$ определится по формуле

$$Q^{i}_{э2в} = Q^{i}_{ф2} + Q^{i}_{к2} + Q^{i}_{сд.с2} \quad , \qquad (6$$

где $Q^{i}_{к2}$ – мощность БК, не отключавшихся в часы малых нагрузок i -го квартала;

$Q^{i}_{сд.с2}$ – возможное снижение генерируемой реактивной мощности СД в часы малых нагрузок энергосистемы.

Допустимое дополнительное снижение мощности СД, предоставляемое потребителем, определяется условиями их устойчивой работы. При отсутствии данных принимают $Q^{i}_{сд.с2} = 0$.

Конкретные значения $Q^{i}_{э2}$ из диапазона от $Q^{i}_{э2в}$ до $Q^{i}_{э2н}$ устанавливают по согласованию с диспетчерской службой энергосистемы.

7). Значение $Q^{IV}_{э1}$ задается одинаковым на весь предстоящий пятилетний период и может быть изменено в случаях:

перевода потребителя на питание от сети другого класса напряжения;

появления у потребителя дополнительных синхронных машин;

перевода на расчеты значений $Q^{IV}_{э1}$ с помощью ЭВМ.

Пример определения величин $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ узла комплексной нагрузки приведен в приложении 10, справочном.

2.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности.

При необходимости решения вопросов КРМ у потребителя необходимо, в первую очередь, разработать и внедрить не требующие для своей реализации специальных компенсирующих устройств мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, а затем приступать к КРМ с помощью различных технических средств.

В качестве основных технических средств КРМ на предприятиях нефтяной промышленности применяются СД и батареи конденсаторов (БК).

При решении вопросов КРМ исходными данными являются:

определенные по изложенной методике (см. п.2.8.1), оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{эг}$ и $Q_{эс}$ и заданный энергоснабжающей организацией режим работы компенсирующих устройств;

определенное по формуле (61) значение мощности дополнительно устанавливаемых компенсирующих устройств (КУ) $Q_{кд}$.

При известном значении $Q_{кд}$ возникает задача выбора наиболее рационального типа и мощности КУ. Последовательность решения этой задачи должна быть следующей:

1). Определяется максимальная величина реактивной мощности (располагаемая реактивная мощность), которую может генерировать каждый из установленных на предприятии СД, из условия равенства тока возбуждения его номинальному значению, по формуле

$$Q_* = b_0 + b_1 P_* + b_2 U_* + b_3 I_{в*} + b_{11} P_*^2 + b_{22} U_*^2 + b_{33} I_{в*}^2 + b_{12} P_* U_* + b_{13} P_* I_{в*} + b_{23} U_* I_{в*},$$

$$I_{в*} = 1, \qquad (65)$$

где $Q_* = \frac{Q}{S_н}$ – реактивная загрузка СД, о.е.;

b – коэффициенты регрессии, определяются по табл. 44 в зависимости от типа синхронного двигателя;

$P_* = \frac{P}{S_н}$ – активная загрузка СД, о.е.;

P, Q – активная и реактивная мощности СД, кВт, квар;

$S_н$ – полная мощность СД, кВА;

$U_* = \frac{U}{U_н}$ – напряжение статора СД, о.е.;

$I_{в*} = \frac{I_в}{I_{в.}}$ – ток ротора СД, о.е.;

$I_в, I_{вн}$ – фактическое и номинальное значение тока ротора СД

$U, U_н$ – фактическое и номинальное значения напряжения статора, кВ.

Диаграммы диапазона изменения реактивной мощности от режимных параметров изображены на черт. 7, 8, 9.

Номинальные значения параметров СД приведены в табл. 46.

2). Определяется фактическая величина реактивной мощности генерируемая СД из (65) при фактическом значении $I_{в*}$.

3). Для каждого СД определяется неиспользованная реактивная мощность, как разность значений реактивных мощностей при $I_в =$ и $I_в$, равному фактическому значению:

$$Q_{СД\,уг} = (Q_{*I_{в*}=1} - Q_{*I_{вн}})\,S_н =$$
$$= [b_3(1-I_{вн}) + b_{33}(1-I_{в*}^2) + b_{13}P_*(1-I_{в*}) +$$
$$+ b_{33}U_*(1-I_{в*})]\,S_н . \qquad ($$

4). Определяется неиспользуемая реактивная мощность всеми работающими СД как сумма $\sum_{(1)}^{n} Q_{СД\,i}$,

$i = 1, \ldots, n$ – число работающих СД.

5). Определяется необходимость установки батарей конденсаторов для поддержания регламентированных энергосистемой оптимальных значений реактивных мощностей по формуле (61).

После определения мощности $Q_{кд}$ решается задача размещения батарей конденсаторов.

Пример определения степени использования для КРМ двигателя СТД-1250-2 приведен в приложении 10, справочном.

6). В случае, когда генерируемая реактивная мощность СД недостаточна для поддержания заданного энергосистемой уровня ее потребления узлом нагрузки, целесообразно рассмотрение возможности использования БК. Величина мощности БК определяется по (6). Задачей расчета в этом случае является выбор типа, мощности и мест установки в сети БК с суммарной мощностью $Q_{кд}$.

Обеспечить выполнение задания энергосистемы можно было бы, сосредоточив всю необходимую мощность БК в одном месте, например, на главной понижающей подстанции (ГПП). Однако такое решение в большинстве случаев является одним из худших, так как снижение потерь энергии в распределительных сетях при этом не происходит.

Рассматривая возможности максимального приближения БК к электроприемникам (ЭП), потребляющим большую реактивную мощность, необходимо учитывать следующие факторы:

при прочих равных условиях большую степень КРМ следует обеспечить у ЭП, наиболее удаленных от ГПП;

наиболее целесообразно использование БК у ЭП с большим числом часов работы в году;

стоимость БК различных типов различна, поэтому следует рассматривать возможность использования в первую очередь наиболее дешевых БК, но одновременно обеспечивающих нужные режимы работы.

Перечень выпускаемых комплектных конденсаторных установок (ККУ) приведен в табл. 43.

При выборе мест установки БК необходимо стремиться к подключению их под общий коммутационный аппарат с СД, чтобы избежать затрат на дополнительный аппарат.

Из условия обеспечения режимов $Q_{эг}$ и $Q_{эх}$ выявляются требования к регулированию реактивной нагрузки, которые должны обеспечиваться регулированием возбуждения СД. При отсутствии в узле синхронной нагрузки регулирование должно осуществляться БК, однако при этом необходимо учитывать то, что реактивная мощность БК пропорциональна квадрату напряжения и при снижении питающего напряжения возникает опасность снижения запасов устойчивости нагрузки.

Поэтому массовое применение БК должно сопровождаться расчетом устойчивости.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) польского производства типа 5Т 7-35/6(10), применяемые на нефтепромыслах Западной Сибири, комплектуются блоками статических конденсаторов мощностью по 600 и 800 квар, соответственно для подстанций мощностью 2х4 МВт и 2х6 МВт. Стоимость БК и их вводного устройства входит в стоимость КТП, поэтому затраты на КРМ определятся лишь потерями активной мощности в конденсаторах и элементах сети при передаче РМ от источника к месту потребления.

2.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, не требующие применения специальных компенсирующих устройств, не нуждаются для своей реализации в значи-

тельных капитальных затратах и поэтому должны рассматриваться в первую очередь.

Ввиду того, что на предприятиях нефтяной промышленности существенную часть нагрузки составляют асинхронные двигатели (АД), установленные в приводе насосов поршневых насосных станций, перекачки подтоварной воды и др., наиболее важным является снижение реактивной мощности, потребляемой АД.

Основными мероприятиями по снижению потребляемой реактивной мощности АД являются:

1) правильный выбор электродвигателей по типу и мощности на стадии проектирования и при эксплуатации. Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом работы производственных механизмов, не допуская излишних запасов мощности;

2) замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности. При статической нагрузке АД необходимо применять меры к увеличению загрузки двигателей путем увеличения производительности исполнительных механизмов.

При средней загрузке двигателя менее 45 % номинальной мощности замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При загрузке электродвигателей в пределах 45–70 % целесообразность замены определяется расчетами. При загрузке АД более 70 % номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна;

3) повышение качества ремонта АД. При проведении ремонта двигателей недопустимо снижение их энергетических показателей, которое может иметь место при обточке роторов, уменьшении числа проводников в пазу, расточке пазов, выжигании обмотки. Необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей.

в противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышенным потреблением реактивной мощности, увеличенным током холостого хода, значительными отклонениями от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии, уменьшает коэффициент мощности двигателя и, в конечном счете, увеличивает дефицит реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности и ее потери в трансформаторах гораздо меньше зависят от их нагрузки, чем у АД.

В диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100 % доля реактивных в полных потерях мощности в трансформаторах меняется незначительно, а в диапазоне от 30 % до нуля она существенно увеличивается. С целью рационализации работы трансформаторов необходимо:

переводить (если имеется возможность) нагрузку временно загруженных менее чем на 30 % трансформаторов на другие трансформаторы;

отключать их (если имеется возможность) при работе на холостом ходу;

заменять трансформаторы, систематически загруженные менее чем на 30 %;

осуществлять перегруппировку имеющихся на предприятии трансформаторов.

2.9. Мероприятия по повышению устойчивости электроприемников нефтедобычи при динамических снижениях питающего напряжения

2.9.1. Общие положения.

Одним из основных мероприятий по повышению устойчивости систем электроснабжения и узлов нагрузки нефтепромыслов являются

расчеты возможности пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей, входящих в состав оборудования нефтепромысла.

Расчет пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей нефтепромыслов подразделяется на три этапа:

определение остаточных напряжений на шинах распределительных устройств подстанции, технологических объектов и на зажимах высоковольтных электродвигателей при пуске электродвигателя;

определение успешности пуска высоковольтного электродвигателя при известной величине остаточного напряжения на его зажимах;

определение запасов динамической устойчивости высоковольтных электродвигателей и сосредоточенной нагрузки при пусковой посадке напряжения.

Остаточные напряжения на шинах распределительных устройств подстанции и технологических объектов определяются расчетом режима схем замещения внешнего и внутреннего электроснабжения при пуске высоковольтного электродвигателя.

Допускаются следующие остаточные напряжения в схемах питания нефтепромысловой нагрузки при пусках высоковольтных электродвигателей:

на шинах распределительных устройств подстанций, питающих низковольтные и высоковольтные нефтепромысловые электроприемники, объединенные технологическим процессом и действием технологических релейных защит, – до 75 % номинального напряжения;

на шинах распределительных устройств технологических объектов, питающих высоковольтные электроприемники, и на зажимах высоковольтных электродвигателей – из условий обеспечения успешного пуска и устойчивых режимов высоковольтных электродвигателей.

Успешность пуска высоковольтного электродвигателя технологи-

ческого агрегата определяется величиной остаточного напряжения на его зажимах.

Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковой посадке напряжения определяется величиной остаточного напряжения на этих зажимах.

2.9.2. Методика составления расчетной схемы замещения сети электроснабжения.

I). Расчетная схема замещения проектируемой сети электроснабжения составляется из подсхем замещения внешней сети электроснабжения, питающей подстанции, распределительного устройства и внутренней сети электроснабжения.

2). Внешняя сеть электроснабжения замещается реактивным сопротивлением X_c и электродвижущей силой (э.д.с.) системы, приведенным к низшему напряжению подстанции.

Э.д.с. системы принимается: $E_c = 1{,}05\ U_н$, (67)

где E_c – э.д.с. системы, кВ;

$U_н$ – номинальное напряжение высоковольтных электроприемников, кВ.

Реактивное сопротивление системы определяется по данным короткого замыкания в расчетном минимальном режиме:

$$X_c = \frac{E_c^2}{S_{к3\,мин}} = \frac{E_c}{\sqrt{3}\, I_{к\,мин}} , \qquad (68)$$

где X_c – реактивное сопротивление системы, Ом;

$S_{к3\,мин}$ – мощность короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, МВА;

$I_{к\,мин}$ – ток короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, кА.

3). Если параметры системы задаются не на шинах высшего напряжения проектируемой подстанции, то воздушная линия электропередачи, соединяющая подстанцию с шинами энергосистемы, замещается реактивным сопротивлением, приведенным к низшему напряжению подстанции.

4). Силовые трансформаторы и автотрансформаторы замещаются в соответствии с числом и схемой соединения реактивными сопротивлениями обмоток и источниками напряжения, обусловленными действием систем, регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ). Параметры схемы замещения подстанций приводятся к номинальному напряжению электроприемников.

5). Линейные регуляторы (вольтодобавочные трансформаторы) замещаются источниками напряжения.

6). Токоограничивающие реакторы, гибкие токопроводы, кабельные линии замещаются реактивными сопротивлениями.

7). Величины эдс источников напряжения, обусловленные действием системы РПН и ПБВ трансформаторов и автотрансформаторов, а также линейных регуляторов, определяются из условия обеспечения на сборных шинах распределительного устройства при работе сети электроснабжения в нормальном режиме с расчетной нагрузкой напряжения

$$U_{т.п.} = 1{,}05\, U_{н} \quad .$$

8). При расчете пуска и устойчивости высоковольтных двигателей расчетная схема замещения составляется для режимов, характеризующихся наиболее низкими уровнями остаточных напряжений в узлах схемы и, вследствие этого, тяжелыми условиями пуска и устойчивости высоковольтных двигателей и низковольтной нагрузки.

Для этого схема замещения питающей системы рассчитывается по данным минимального режима; схема замещения двухцепных линий электропередачи – для одноцепного режима; двухтрансформаторные подстанции работают в однотрансформаторном режиме. Секционные выключатели в распределительных устройствах включены; величина низковольтной площадочной и промысловой нагрузок определяется для послеаварийного режима распределительной сети 6(10) кВ.

2.9.3. Методика описания высоковольтных и низковольтных электроприемников.

1). Все электроприемники при расчете пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей замещаются значениями реактивной мощности, величины которых однозначно определяются остаточным напряжением на их зажимах.

2). Низковольтная и промысловая нагрузки замещаются расчетными реактивными мощностями на шинах соответствующих распределительных устройств, величины которых не зависят от остаточного напряжения.

3). Пусковые высоковольтные электродвигатели замещаются величиной реактивной мощности

$$Q_{пус} = \sqrt{3}\, U_{ост}\, I_н \sqrt{K_{Iп}^2 - (M_п \cos\varphi_н \eta_н)^2}\ \ 10^{-3}\ \text{Мвар}, \qquad (69)$$

где $U_{ост}$ – остаточное напряжение на зажимах электродвигателя, кВ;

$I_н$ – номинальный ток двигателя, А;

$K_{Iп}$ – кратность пускового тока, о.е.;

$\cos\varphi_н$, $\eta_н$ – номинальные коэффициенты мощности и полезного действия, о.е.;

$M_п$ – кратность пускового момента, о.е.

4). Работающие синхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются переходной эдс.

$E'd$ за переходным сопротивлением $x'd$.

5). Работающие высоковольтные асинхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются реактивной мощностью, величина которой определяется расчетом режима Т-образной схемы замещения.

2,9.4. Методика расчета остаточных напряжений.

1). Остаточные напряжения в узлах рассчитываемых схем замещения определяются

$$U_{i-1} = U_i - \frac{X_i Q_{ni}}{U_i} + \Delta E_i \quad , \qquad (70)$$

где U_{i-1}, U_i – напряжения в i -I и i -м узлах схемы замещения, кВ;

X_i – реактивное сопротивление между i -I и i -м узлами схемы замещения, См;

Q_{ni} – суммарная реактивная мощность всех электроприемников, протекающая через сопротивление X_i , Мвар;

ΔE_i – э.д.с. источника напряжения, расположенного между узлами схемы замещения, кВ.

В качестве первого узла схемы замещения принимается узел источника напряжения, замещающего питающую энергосистему.

2). При расчете пуска асинхронного высоковольтного электродвигателя проводится только один расчет схемы замещения сети электроснабжения, в которой высоковольтная асинхронная нагрузка состоит из одного пускаемого двигателя и всех остальных работающих.

3). При расчете пуска синхронного высоковольтного двигателя проводятся два расчета: пуск первого двигателя – для определения

минимальных остаточных напряжений в узлах схемы замещения; пуск второго двигателя на первый работающий – для определения показателей устойчивости синхронного двигателя.

4). Определение остаточных напряжений в узлах схемы производится методом последовательных приближений. В первом цикле остаточные напряжения на зажимах высоковольтных электроприемников принимаются равными значениям, соответствующим послеаварийному режиму сети электроснабжения; во втором цикле – равными значениям, определенным в первом цикле.

Расчет прекращается, когда значения остаточных напряжений в узлах схемы замещения в соседних циклах будут отличаться менее чем на 0,5 %.

2.9.5. Методика расчета пуска высоковольтных электродвигателей.

1). Успешность и продолжительность пуска высоковольтных электродвигателей однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов минимально допустимая величина остаточного напряжения определена расчетным методом из условия разгона до подсинхронной скорости, синхронизации форсированным током возбуждения (кратность форсировки – I,4) и нагрева поверхности ротора (для двигателей серии СТД) и обмотки статора (СДН) при пусках на закрытую выходную задвижку. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих успешный пуск, приведены в табл. 49.

3). Для асинхронных электродвигателей центробежных насосных агрегатов минимально допустимая величина остаточного напряжения

определена расчетным методом из условий разгона до установившегося скольжения, меньшего, чем критическое, при пусках на открытую выходную задвижку. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих нормальный пуск, приведены в табл. 49.

4). Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов приведена в приложении 12, обязательном.

2.9.6. Методика расчета устойчивости высоковольтных электродвигателей.

1). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов критические остаточные напряжения определены расчетным методом из условия нормальной синхронизации двигателя с учетом форсировки тока возбуждения кратности 1,4 во время и после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

3). Для асинхронных двигателей центробежных насосных агрегатов критические остаточные напряжения определены расчетным методом из условия работы на рабочем участке механической характеристики после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

4). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения обеспечивается коэффициентом запаса динамической устойчивости по напряжению:

$$K_{зап} = \frac{U_{д.ост} - U_{кр}}{U_{д.ост}} \geqslant 0{,}1\,, \qquad (71)$$

где $U_{д.ост}$ – остаточное напряжение на зажимах высоковольтного электродвигателя, кВ;

$U_{кр}$ – критическое напряжение для высоковольтного электродвигателя, кВ.

Приложение I
Справочное

Пример определения электрических нагрузок по месторождению

I. Исходные данные.

От ПС II0/35/6 кВ (черт. 3) питаются следующие технологические установки:

сторона 6 кВ:

КНС (6 рабочих агрегатов ЦНС I80-I900);

ДНС (8 рабочих агрегатов ЦНС 300-240);

КТП-I и КТП-2 6/0,4 кВ для питания вспомогательного оборудования КНС и ДНС;

сторона 35 кВ:

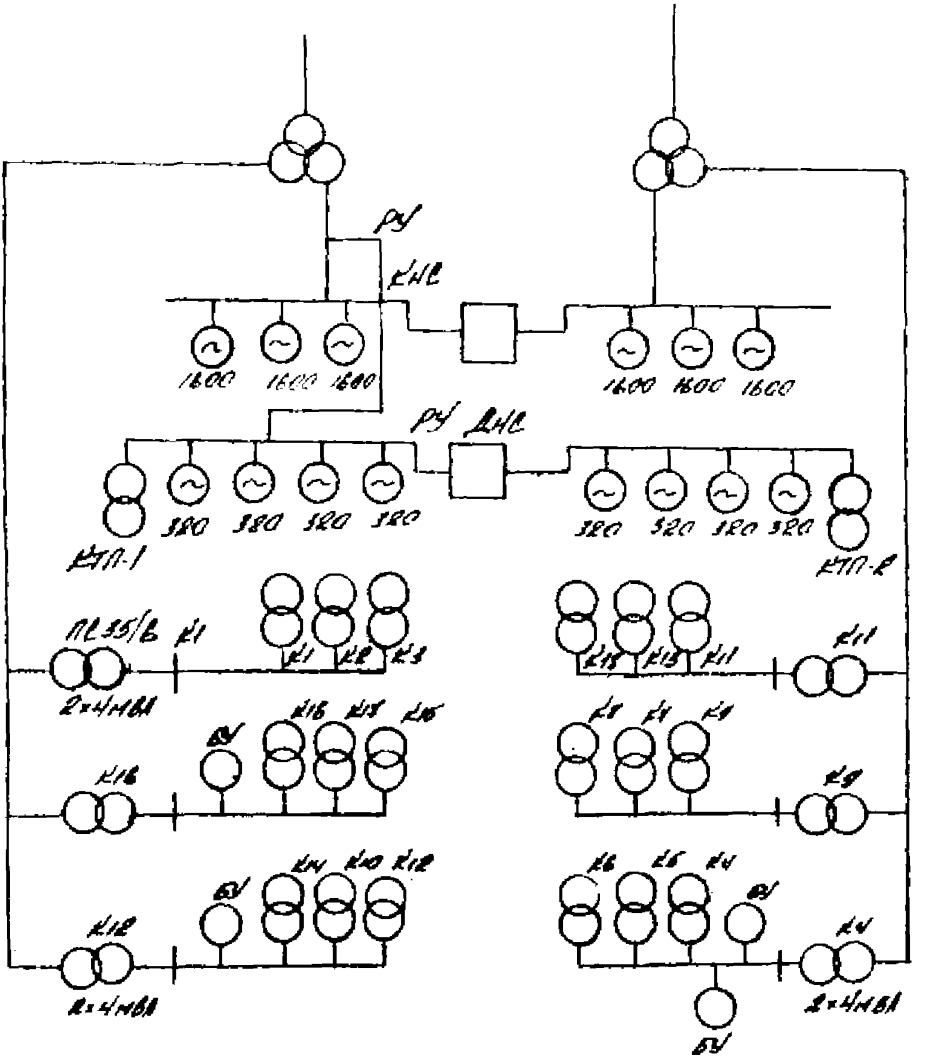
6 ПС 35/6 кВ К-I, К-I6, К-I2, К-II, К-9 и К-4, питающие установки механизированной добычи нефти и буровые установки.

Схемы присоединения к ПС 6/0,4 кВ представлены на черт.3-6.

В табл. 2I-24 представлены характеристики применяемого оборудования технологических установок. Показатели электрических нагрузок взяты из табл. 5, 6, 7, I2, I3 настоящих Указаний.

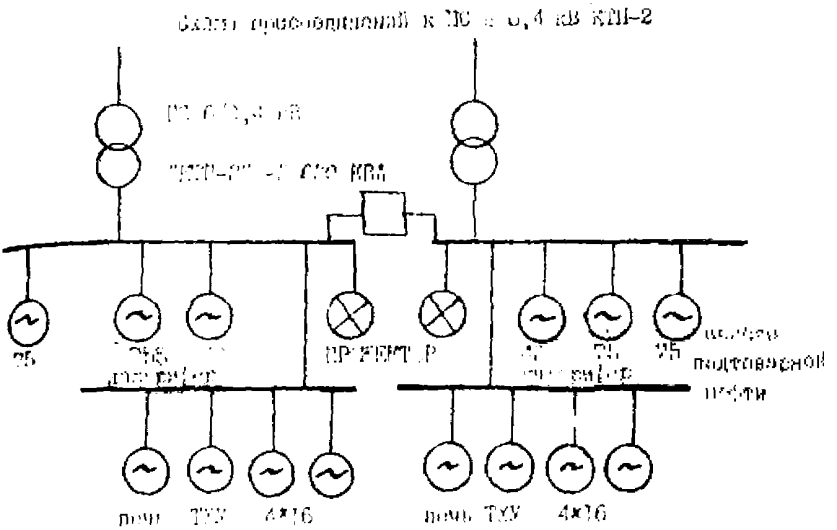
Для КНС и ДНС расчет ведется только по рабочим агрегатам.

Расчетная схема электросети 10 кВ



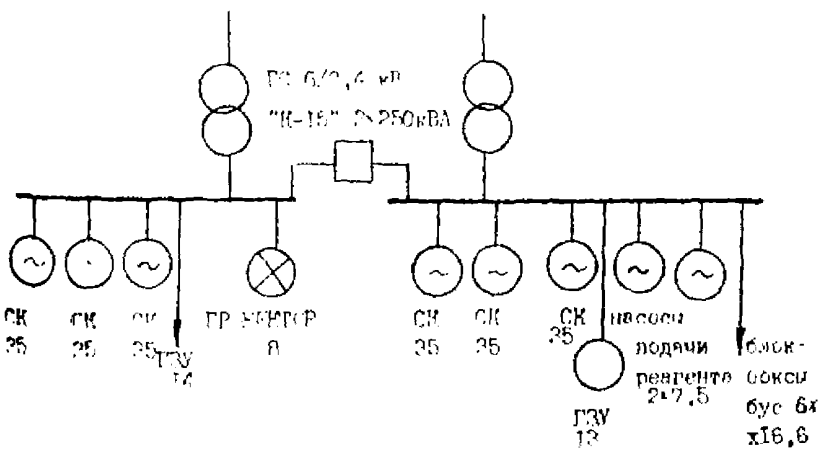
Черт.3

Схема присоединений к ПС 6/0,4 кВ КТП-2



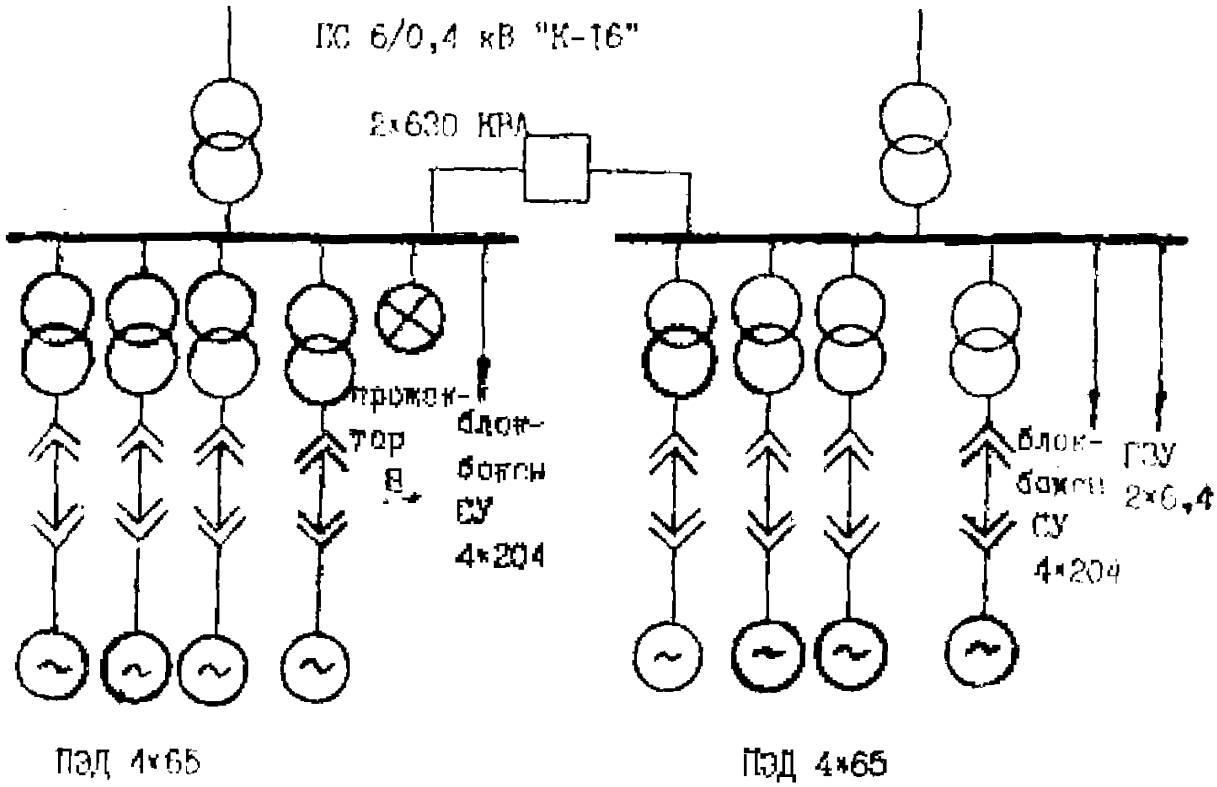
Черт. 4

Схема присоединений к ПС 6/0,4 кВ К-15



Черт. 5

Схема присоединений к ПС 6/0,4 кВ К-16



Черт. 6

Таблица 21

Технологические и электрические показатели работы агрегатов КЦС и ДНС

Тип насосов, двигателей	Число агрегатов	Производительность агрегата Q, м³/ч	Напоры $H_{пр}$, м	Напоры $H_{вых}$, м	Коэф. включения $K_в$	КПД $\eta_н$	cos φ
ЦНС 180-1900 СТД-1600	6	190	100	1600	0,84	0,73	0,9 (емк.)
ЦНС 300-240 ВАО	8	290	90	250	0,84	0,7	0,80

Таблица 22

Показатели работы низковольтных электроприемников, питающихся от ПС 6/0,4 кВ КТП-2 (КТП-1- аналогично)

(см. черт. 4)

Электроприемники	Мощность двигателя, кВт	Число двигателей	Показатели нагрузок $K_в$	$K_з$	cos φ
Дренажные насосы	75	2	0,7	0,8	0,8
Насосы для ТХУ	16	8	0,84	0,80	0,80
Насосы аварийной воды	75	2	0,70	0,76	0,77
Калориферы	40	2	0,60	0,80	0,78
Прожекторы освещения	8	2	0,57	0,90	1,00

Таблица 23

Показатели работы электроприемников ПС 6/0,4 кВ К-15 (аналогично К-1,2,3,17,14,7,9) (см. черт. 5)

Электроприемники	Мощность двигателя, кВт	Число двигателей, шт.	Производительность Q, м³/сут	Напор H, м	КПД $\eta_{сп}$	Коэффициенты нагрузок		
						$K_б$	$K_з$	$\cos\varphi$
Станок-качалка СКИ2-2,5-4000	35	6	110	2350	0,7	0,84	-	0,77
Замерная установка ГЗУ	13	1	-	-	-	0,85	0,85	1,00
	14	1	-	-	-	0,85	0,85	1,00
Насосы подачи реагента	7,5	2	-	-	-	0,8	0,8	0,8
Блок-бокс КУС	16,6	6	-	-	-	0,84	0,5	0,9
Прожектор	8	1	-	-	-	0,57	0,9	1,00

Таблица 24

Показатели работы электроприемников ПС 6/0,4 кВ К-16 (аналогично К-11,13,18,4,5,6,10,12,8) (см. черт. 6)

Электроприемники	Мощность двигателя, кВт	Число двигателей, шт.	Производительность Q, м³/сут	Напор H, м	КПД $\eta_{сп}$	Коэффициенты нагрузок		
						$K_б$	$K_з$	$\cos\varphi$
Прожектор	8	1	-	-	-	0,57	0,9	1,0
Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦ2М5А-250-1000	63	8	220	830	0,39	0,84	-	0,74

Окончание табл. 24

Электроприемники	Мощность двигателя, кВт	Число двигателей, шт.	Производительность Q, м³/сут	Напор H, м	КПД $\eta_{сп}$	Коэффициенты нагрузки		
						$K_в$	$K_з$	$\cos\varphi$
[illegible]	20,4	8	–	–	–	0,84	0,5	0,9
Заверная установка [illegible]	6,4	2	–	–	–	0,85	0,85	1,00

Буровые установки КУ 3000 ЗУК, всего 4 шт., питаются от ПС 35/6 К-16, К-12, К-4 – 2 шт. (см. черт. 3).

2. Решение.

2.1. Расчет нагрузок по стороне 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Краснен".

2.1.1. Расчет нагрузок высоковольтных двигателей КНС.

Параметры для расчета активной мощности по формуле (16):

$M = \Sigma P_{ni} = 1600 \times 6 = 9600$ кВт,

$C = \Sigma K_{вi} K_{зi} P_{ni} = 0,84 \times 0,66 \times 6 \times 1600 = 5322$ кВт,

где коэффициент загрузки двигателя

$$K_{зi} = 9,806 \frac{Q_i \cdot H_i}{\eta_{ni} P_{ni}} = 9,806 \frac{190(1600-100)}{3600 \times 0,73 \times 1600} = 0,66.$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{5322}{9600} = 0,55 < 0,75.$

Считаем расчетную нагрузку по формуле (16)

$$P_p = C\left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C}} - 1}{\sqrt{3}}\right) = 5322\left(1 + \frac{\frac{9600}{5322} - 1}{3}\right) = 8076 \text{ кВт}.$$

Реактивную мощность высоковольтных электродвигателей КНС приемников с емкостным током находим:

$$Q_p = P_p \sqrt{\frac{1 - \cos^2\varphi}{\cos\varphi}} = -8076 \sqrt{\frac{1 - 0,9^2}{0,9}} = -3710 \text{ квар}.$$

Полная мощность высоковольтных двигателей КНС

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8076^2 + 3710^2} = 8887 \text{ кВ.А.}$$

Данные заносим в табл. 25.

2.I.2. Расчет нагрузок высоковольтных двигателей ДНС проводим по аналогичной схеме.

Для активной мощности

$$M = \sum P_{Hi}' = 8 \times 320 = 2560 \text{ кВт;}$$

$$C = P_C = \sum K_{Ci} K_{Si} P_{Hi} = 0,84 \times 0,70 \times 8 \times 320 = 1500 \text{ кВт.}$$

$$K_{Si} = 9,806 \frac{Q_i \Lambda_{Hi}}{\eta_{Hi} P_{Hi}} = 9,806 \frac{290(250-50)}{3600 \times 0,7 \times 320} = 0,70.$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{1500}{2560} = 0,59 < 0,75$..

Тогда $P_p = C\left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}}\right) = 1500\left(1 + \frac{\sqrt{\frac{2560}{1500} - 1}}{3}\right) = 2230$ кВт.

Для реактивной мощности $M = \sum Q_{Hi} = \sum P_{Hi} tg\varphi_i = \sum P_{Hi} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} =$

$$= \frac{8 \times 320 \sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 1920 \text{ квар,}$$

$$C = Q_C = P_C tg\varphi = \frac{P_C \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 1500 \frac{1 - 0,8^2}{0,8} = 1125 \text{ квар.}$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{1225}{1920} = 0,59 < 0,75.$

Тогда

$$Q_p = C\left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}}\right) = 1125 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{1920}{1125} - 1}}{\sqrt{3}}\right) = 1671 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность двигателей ДНС

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{2230^2 + 1671^2} = 2787 \text{ квар.}$$

Данные заносим в расчетную табл. 25.

2.I.3. Расчет нагрузок вспомогательного технологического оборудования, питающегося от ПС 6/0,4 кВ КТП-2.

Расчет проводим методом упорядоченных диаграмм в соответствии с п. 2.I. Данные для расчета выбираем из табл. 22.

I). Номинальная активная мощность

$$P_н = \sum P_{ni} = 75 \times 2 + 75 \times 2 + 40 \times 2 + 82 + 16 \times 8 = 524 \text{ кВт}$$

2). Средняя активная нагрузка

$$P_c = \sum K_{ti} K_{si} P_{ni} = 0,70x0,80x2x75+0,70x0,76x2x75+0,84x0,8x8x16+$$

$$+ 0,60x0,80x2x40+0,57x0,9x2x8 = 296,4 \text{ кВт.}$$

3). Средняя реактивная нагрузка

$$Q_c = \sum K_{ti} K_{si} P_{ni} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} =$$

$$= 0,70x0,80x2x75 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,70x0,76x2x75 \frac{\sqrt{1 - 0,77^2}}{0,77} +$$

$$+ 0,84x0,8x8x16 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,60x0,80x2x40 \frac{\sqrt{1 - 0,78^2}}{0,78} +$$

$$+ 0,57x0,98x2x8 \frac{\sqrt{1 - 1}}{1} = 224,4 \text{ квар.}$$

4). Эффективное число электроприемников

$$n_э = \frac{(\sum P_{ni})^2}{\sum P_{ni}^2} = \frac{(4x75 + 2x40 + 8x16 + 2x8)^2}{4x75^2 + 2x40^2 + 8x16^2 + 2x8^2} = 5.$$

5). Коэффициент использования

$$K_и = \frac{P_c}{\sum P_{ni}} = \frac{296,4}{524} = 0,57.$$

Таблица 25

Расчет нагрузок по системе 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Красная"

Группы электроприемников	Количество электроприемников	Номинальная мощность $P_н = \Sigma P_{нi}$	Коэффициент использования $K_и = \frac{P_c}{P_н}$	Средневзвешенные $\frac{\cos\varphi_c}{\operatorname{tg}\varphi_c}$	Средняя нагрузка P_c, кВт	Средняя нагрузка Q_c, кВар	Расчетные нагрузки P_p, кВт	Расчетные нагрузки Q_p, кВар	Расчетные нагрузки S_p, кВА	Расчетные $\frac{\cos\varphi_p}{\operatorname{tg}\varphi_p}$
Высоковольтные двигатели КНС	6	9600	0,55	$\frac{0,9}{-0,48}$	5322	-3710	8076	-3710	8887	$\frac{0,9}{-0,48}$
Высоковольтные двигатели ДНС	8	2560	0,59	$\frac{0,8}{0,75}$	1500	1125	2230	1671	2787	$\frac{0,8}{0,75}$
КТП-2	16	524	0,57	$\frac{0,79}{0,76}$	296	224	374	267	460	$\frac{0,81}{0,72}$
КТП-1	16	524	0,57	$\frac{0,79}{0,76}$	296	224	374	267	460	$\frac{0,81}{0,72}$
Итого по стороне 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Красная"	46	13208	0,56	$\frac{0,96}{-0,28}$	7414	-2137	10265	-1588	10387	$\frac{0,99}{-0,15}$

$L_и$ рассчитываем упрощенно:

$L_и = 1{,}1\ K_и = 1{,}1 \times 0{,}57 = 0{,}62.$

6). По табл. 10 находим коэффициенты максимума.

Для $П_э = 5$ и $K_и = 0{,}5$ коэффициент максимума $K_м = 1{,}31$.

Для $П_э = 5$ и $K_и = 0{,}6$ коэффициент максимума $K_м = 1{,}22$.

Интерполируя, получим для $K_и = 0{,}57$ и $П_э = 5$ величину $K_м = 1{,}26$.

Аналогично $L_м = 1{,}19$.

7). Расчетные нагрузки:

$P_p = K_м P_c = 1{,}26 \times 296{,}4 = 374$ кВт;

$Q_p = L_м Q_c = 1{,}19 \times 224{,}4 = 267$ кВт;

$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{374^2 + 267^2} = 450$ кВ.А.

Данные также заносим в расчетную табл. 25, полагая, что нагрузка КТП-1 определена аналогично нагрузке КТП-2.

2.1.4. Суммарную нагрузку по системе 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Красная" находим по формулам:

$P_{c\Sigma} = \Sigma P_i = 5322 + 1500 + 296 + 296 = 7414$ кВт;

$P_{p\Sigma} = P_{c\Sigma} + \sqrt{\Sigma (P_{мi} - P_{ci})^2} = 7414 +$

$+ \sqrt{(8076 - 5322)^2 + (1671 - 1125)^2 + 2(374 - 296)^2} = 10265$ кВт;

$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_c - Q_к) + \sqrt{\Sigma (Q_{мi} - Q_{ci})^2} =$

$= (1125 + 224 \times 2 - 3710) + \sqrt{(1671 - 1125)^2 + 2(267 - 224)^2} =$

$= -1588$ квар;

$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{10265^2 + 1588^2} = 10387$ кВ.А.

Данные расчетов заносим в строку "Итого" табл. 25.

2.2. Расчет нагрузок по стороне 35 кВ.

2.2.I. Расчет нагрузок подстанции 6/0,4 кВ К-I5.

Схема электроснабжения куста приведена на черт. 5, показатели для расчета – в табл. 23.

I). Определяем нагрузку станков-качалок по методу упорядоченных диаграмм

$$P_н = \Sigma P_{нi} = 35 \times 6 = 2I0 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты использования двигателей ШГН:

$$K_и = K_в K_з = 0,84 \times 0,54 = 0,45,$$

где $K_в = \frac{I,49 \times I0^{-6} \times Q \cdot H}{\eta_{сн}} = \frac{I,49 \times I0^{-6} \times II0 \times 2350}{0,7I} = 0,54.$

Средние нагрузки:

$$P_с = K_и P_н = 0,45 \times 2I0 = 95 \text{ кВт};$$

$$Q_с = P_с \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi} = 95 \frac{\sqrt{I - 0,77^2}}{0,77} = 79 \text{ квар}.$$

Эффективное число электроприемников

$$n_э = n = 6.$$

Коэффициенты использования:

$$K_и = 0,45;$$

$$L_м = I,I \times 0,45 = 0,5.$$

По табл. I0 находим:

$$K_м = I,37, \qquad L_м = I,32.$$

Расчетные нагрузки станков-качалок:

$$P_р = K_м \times P_с = I,37 \times 95 = I30 \text{ кВт};$$

$$Q_р = I,32 \times 79 = I04 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{130^2 + 104^2} = 166 \text{ кВ·А}.$$

2). Определяем другую нагрузку куста по методу упорядоченных диаграмм (аналогично п. 2.2.1):

$P_{н} = 149{,}6$ кВт; $K_{м} = 10$;

$P_{п} = 77$ кВт; $K_{м} = 1{,}21$;

$Q_{п} = 31$ квар; $Q_{п} = 1{,}18$;

$K_{м} = 0{,}51$, $\sigma_{м} = 0{,}[illegible]$; $P_{р} = 93$ кВт;

$K_{м} = 0{,}51$; $Q_{р} = 36$ квар;

$S_{р} = 100$ кВ·А.

3). Суммарная нагрузка куста

$$P_{рз} = P_{п} + \sqrt{\sum P_{м} P_{п}^2}$$

$$= (95 + 77) + \sqrt{(130 - 95)^2 + (93 - 77)^2} = 210 \text{ кВт},$$

$$Q_{рз} = Q_{п} + \sqrt{\sum Q_{м} Q_{п}^2} =$$

$$= (79 + 31) + \sqrt{(104 - 79)^2 + (36 - 31)^2} = 135 \text{ квар},$$

$$S_{рз} = \sqrt{210^2 + 135^2} = 250 \text{ кВ·А}.$$

Аналогично определяем нагрузки кустов 1, 2, 3, 17, 14, 7 и 9.

2.2.2. Расчет нагрузок подстанции К-16.

Схема электроснабжения куста приведена на черт. 6, показатели для расчета нагрузок куста приведены в табл. 24.

1). Определяем нагрузки ЭЦЯ по методу упорядоченных диаграмм.

Номинальная мощность установок ЭЦЯ

$$P_{н} = 2 P_{н} = 63 \times 8 = 504 \text{ кВт}.$$

Средние нагрузки:

$$P_c = K_в \times K_э \times P_н = K_в \quad \frac{1,49 \times 10^{-6}\ Q_н}{b_{сп}} \quad P_н =$$

$$= 0,64\ \frac{1,49 \times 10^{-6} \times 220 \times 830}{0,39}\ 504 = 0,64 \times 0,59 \times 504 = 250 \text{ кВт};$$

$$Q_c = P_c\, tg\varphi = 227 \text{ квар};$$

$$K_и = \frac{P_c}{P_н} = \frac{250}{504} = 0,50; \qquad L_м = 1,1\ K_и = 0,55.$$

Эффективное число электроприемников

$$n_э = \quad n \quad = 8.$$

По табл. 10 находим коэффициенты максимума:

$K_м = 1,28$; $L_м = 1,23$;

$P_р = 1,28 \times 250 = 320$ кВт;

$Q_р = 1,23 \times 227 = 280$ квар;

$S_р = \sqrt{320^2 + 280^2} = 425$ кВ.А.

2). Расчет нагрузок прочих электроприемников куста выполняется аналогично. Результаты расчета:

$P_н = 197,6$ кВт; $K_м = 1,26$; $L_м = 1,21$;

$P_с = 95$ кВт; $P_р = 120$ кВт;

$Q_с = 35$ кВт; $Q_р = 42$ квар;

$K_и = 0,48$; $L_м = 0,53$; $S_р = 127$ кВ.А.

$n_э = 10$;

3). Суммарные нагрузки ПС 6/0,4 кВ К-16 определяются аналогично п.2.1.3:

$P_{нг} = 504 + 197,6 = 701,6$ кВт;

$P_{ст} = 250 + 95 = 345$ кВт;

$$Q_{1x} = 227 + 35 = 262 \text{ квар};$$

$$P_{px} = 345 + \sqrt{(320 - 250)^2 + (120 - 95)^2} = 419 \text{ кВт};$$

$$Q_{Px} = 262 + \sqrt{(280 - 227)^2 + (42 - 35)^2} = 315 \text{ квар};$$

$$S_{px} = \sqrt{419^2 + 315^2} = 524 \text{ кВ·А}.$$

Аналогично определяются нагрузки подстанций К-4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13, 18.

Данные расчета нагрузок кустов скважин и буровых установок (см. табл. 14, черт. 2) заносим в табл. 26 для суммирования нагрузок по системе 35 кВ. Суммарные нагрузки по подстанциям 35 кВ во всей системе 35 кВ и по головной подстанции в целом определяются аналогично п. 2.1.4.

Таким образом, величина расчетной электрической нагрузки по подстанции 110/35/6 кВ "Красная" составляет 17 + j 2 МВ·А на полное развитие технологии обустройства месторождения.

Таблица 26

Расчет электрических нагрузок по подстанциям 35/6 кВ
и в целом по подстанции "Красная"

Группа электроприемников	Кол-во рабочих электроприемников	Номинальная мощность $P_н = \Sigma P_{нi}$	Коэффициент использования $K_и = P_c/P_в$	Средневзвешенные $\cos\varphi / tg\varphi$	Средние нагрузки P_c, кВт	Q_c, кВар	Расчетные нагрузки $P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	$S_р$, кВА	Расчетные $\cos\varphi / tg\varphi$
1. ПС 35/6 кВ К-I										
ПС 6/0,4 кВ К-I	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-2	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-3	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
Всего по ПС 35/6 кВ К-I	5I	I078,8	0,48	0,84/0,64	5I6	330	582	373	69I	0,84/0,64
2. ПС 35/6 кВ К-I6										
ПС 6/0,4 кВ К-I5	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-I6	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-I7	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
Бурение	I	2426	-	I/0	430	0	I020	0	I020	I/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-I6	54	3846,8	0,29	0,92/0,43	III9	482	I720	546	I805	0,95/0,32
3. ПС 35/6 кВ К-I2										
ПС 6/0,4 кВ К-I4	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-I0	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-I2	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
Бурение	I	2426	-	I/0	430	0	I020	0	I020	I/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-I2	56	4I88,8	0,3I	0,90/0,49	I292	634	I892	7I3	2022	0,93/0,38
4. ПС 35/6 кВ К-II										
ПС 6/0,4 кВ К-II	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-I3	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-I8	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-II	57	2I04,8	0,49	0,80/0,75	I035	786	II63	878	I457	0,80/0,75
5. ПС 35/6 кВ К-9										
ПС 6/0,4 кВ К-9	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-7	I7	359,6	0,48	0,84/0,64	I72	II0	2I0	I35	524	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-8	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-9	53	I420,8	0,48	0,82/0,70	689	482	780	545	952	0,82/0,70
6. ПС 35/6 кВ К-4										
ПС 6/0,4 кВ К-4	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-5	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-6	I9	70I,6	0,49	0,80/0,75	345	262	4I9	3I5	524	0,80/0,75
Бурение	2	4852	-	I/0	860	0	I400	0	I400	I/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-4	59	6956	0,27	0,92/0,4I	I895	786	2450	878	2603	0,94/0,3[illegible]
Всего по системе 35 кВ	330	I9596	0,33	0,88/0,53	6546	3500	7485	3682	8342	0,90/0,49
По системе 6 кВ ПС "Красная" (см.табл.25)	46	I3208	0,56	0,96/-0,28	74I4	-2I37	I0255	-I588	I0387	0,99/-0,I5
Итого по ПС "Красная"	376	32804	0,43	0,995/0,0I	I403I	I263	I7033	2094	I7I8I	0,992/0,0I

Приложение 2

Справочное

П Р И М Е Р
оценки электропотребления и электрических нагрузок на перспективу при проектировании

По месторождению представлены следующие исходные данные, соответствующие оборудованию примера прил. I (табл. 27).

Таблица 27

Исходные данные для расчетов

Показатель	Годы планируемого периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
I. Добыча нефти, тыс.т/год	2140	2650	3020	2760	2740
2. Добыча жидкости, тыс.т/год	2830	3320	4010	4740	5720
3. Добыча нефти насосным способом, тыс.т/год	1750	2320	2760	2760	2740
4. Добыча жидкости насосным способом, тыс.т/год	2059	2680	3470	4740	5720
5. Фонд механизированных скважин, шт.	79	88	103	117	128
В том числе:					
5.I. ЭЦН, шт.	44	50	60	73	80
средняя мощность установки, кВт	63	63	63	63	63
5.2. ШГН, шт.	35	36	43	44	48
средняя мощность установки, кВт	35	35	35	35	35
6. Средневзвешенный газовый фактор по насосным скважинам, м³/т	48	43	39	37	3I
7. Плотность растворенного газа в нормальных условиях, кг/м³	0,94	0,88	0,9[illegible]	I,04	I,09
8. Средневзвешенный динамический уровень, м	840	760	8I0	9I0	9[illegible]0

Окончание табл. 27

Показатель	Годы планируемого периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
9. Средневзвешенное давление на замерных установках, м вод.ст.	40	40	40	50	55
10. Закачка воды, тыс.м^3/год	3300	4950	6480	7350	6640
11. Среднее давление нагнетания, м вод. ст.	1600	1650	1700	1750	1700
12. Объем подготовки нефти, тыс.т	2140	2320	2760	2760	2740
13. Объем сброса подтоварной воды, тыс.м^3	690	670	990	1980	2980
14. Бурение, тыс.м	198	210	225	252	300
15. Средняя глубина новой скважины, м	2200	2100	2050	2100	2350
16. Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес	4400	4600	4700	4800	5000
17. Число станков в одновременной работе, шт.	5	5	5	6	6

I. Расчет электропотребления.

I.I. Удельный расход электроэнергии на насосную добычу нефти определяется (см. табл. 16):

$$\omega_{нд} = 2{,}724 \cdot 10^{-3} \frac{K_{др}}{\eta_{н.д}} \left(1 + 1 \times 10^{-3} \Gamma_{рнс} + \frac{\bar{б}_{нас}}{1 - \bar{б}_{нас}}\right)\left(H_{дин} + H_{сзу}\right), \frac{кВт \cdot ч}{т}.$$

КПД насосной добычи $\eta_{нас.доб}$ принимаем:

$\omega_{нд}$ по табл. 6, 8. $K_{др}$ = I,0I.

Для 1990 г.:

$$\omega_{эл}^{1990} = \frac{2,724 \times 10^{-3} \times 1,01}{0,33} (1 + 1 \times 10^{-3} \times 48 \times 0,94 + \frac{0,15}{1 - 0,15}) (840 + 40) = 7,35 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.

$$\omega_{эл}^{1991} = 6,72 \text{ кВт.ч/т;} \qquad \omega_{эл}^{1993} = 11,94 \text{ кВт.ч/т;}$$

$$\omega_{эл}^{1992} = 7,2 \text{ кВт.ч/т;} \qquad \omega_{эл}^{1994} = 15,15 \text{ кВт.ч/т.}$$

Перенести норма на объем добычи нефти полученные значения, находим объем электропотребления по годам и записать в результирующую табл. 28.

I.2. Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт определяется:

$$\omega_{зб} = 2,724 \times 10^{-3} \; K_{др} \; \frac{\Delta P_{зак} \cdot P_{1-0}}{\eta_{нас}}, \text{ кВт.ч/м}^3.$$

$K_{др}$ принимаем = 1,05.

КПД кустовой насосной станции $\eta_{нас} = 0,7$.

Для 1990 года

$$\omega_{зб} = 2,724 \times 10^{3} \times 1,05 \; \frac{1500 \times 1,015}{0,7} = 6,7 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Аналогично и для периода 1991-1994 гг.:

$$\omega_{зб}^{1991} = 6,9 \text{ кВт.ч/м}^3; \qquad \omega_{зб}^{1993} = 7,3 \text{ кВт.ч/м}^3;$$

$$\omega_{зб}^{1992} = 7,1 \text{ кВт.ч/м}^3; \qquad \omega_{зб}^{1994} = 7,1 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Электропотребление на закачку воды определяем перемножением удельных расходов на объемы закачки воды и заносим в табл. 28.

I.3. Удельный расход электроэнергии на подготовку нефти – согласно формуле из табл. I6.

$$\omega_{подг} = K_{др} \left\{ 2,724 \cdot 10^{-3} \; \frac{(1 + K_{ф\text{-}н}) \cdot H_c}{\eta_c} \left(1 + \frac{\delta_{с.в}}{1 - \delta_{с.в}} \right) + \omega_{доп.} \cdot K_{доп.} \right\}, \; \frac{\text{кВт.ч}}{\text{т}}.$$

Согласно заданию, для подготовки нефти используются насосы с давлением на выходе H_c = 240 м вод. ст.; имеется блок сброса воды с давлением на выходе $H_{пр}$ = 360 м вод.ст. $K_{пр}$ = 1,04, $K_{эл.дег.}$ = 0, так как подготовка нефти осуществляется на термохимической установке;

$\delta_{ст1} = \delta_0$, то есть остаточная обводненность равна общей обводненности сырой нефти. $K_{рк}$ = 0, так как рециркуляция некондиционной нефти не предусматривается; $\Delta H_{тг}$ = 0, так как перекачка горячей товарной нефти осуществляется за счет избыточного давления на печи ТХУ. Величину $K_{пр}$ рассчитываем в виде отношения объема сброса подтоварной воды к объему подготовки нефти Кпд считаем:

$$h_c = h_{пр} = 0,7.$$

Тогда для 1990 года

$$\omega_{пн}^{1990} = 1,04 \left\{ 2,724 \times 10^{-3} \left[\frac{240}{0,7} \left(1 + \frac{0,24}{1 - 0,24} \right) + \frac{690}{2140} + \frac{360}{0,7} \right] \right\} = 1,75 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$\omega_{пн}^{1991}$ = 1,63 кВт.ч/т; $\omega_{пн}^{1993}$ = 2,72 кВт.ч/т;

$\omega_{пн}^{1992}$ = 1,62 кВт.ч/т; $\omega_{пн}^{1994}$ = 3,61 кВт.ч/т.

Переносим удельные расходы на объемы подготовки нефти, заносим результаты в табл. 28.

1.4. Расчет затрат электроэнергии на общепромысловый расход проводим по формуле табл. 16:

$W_{общ} = 1,1 \ (W_{дожс} + W_{пов})$, однако $W_{пов} = 0$,

$W_{общ} = 1,1 \ W_{дожс}$.

Удельный расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти ДНС составляет:

$$W_{дис} = 2{,}724 \times 10^{-3} \frac{K_{др} \Delta H_{дис}}{\eta_{дис}} \left(1 + \frac{\delta_{дис}}{1 - \delta_{дис}}\right);$$

$K_{др} = 1{,}04$;

$\eta_{дис} = 0{,}7$;

$\Delta H_{дис} = 300$ м вод.ст. (для насосов ЦНС 300-300).

$\delta_{дис} = \delta_0$.

Для 1990 г.

$$\omega_{дис} = 2{,}724 \times 10^{-3} \frac{1{,}04 \times 300}{0{,}7} \left(1 + \frac{0{,}24}{1 - 0{,}24}\right) = 1{,}60 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$\omega_{дис}^{1991} = 1{,}52$ кВт.ч/т; $\omega_{дис}^{1993} = 2{,}09$ кВт.ч/т;

$\omega_{дис}^{1992} = 1{,}65$ кВт.ч/т; $\omega_{дис}^{1994} = 2{,}53$ кВт.ч/т.

Перемножая эти $\omega_{дис}$ 1990... 1994 на объемы добычи нефти и умножая на 1,1, получим общепромысловый расход, заносим его в табл. 28.

1.5. Подводим сумму расходов электроэнергии на добычу нефти:

$$W_{адн} + W_{анд} + W_{азв} + W_{апн} + W_{аср}.$$

Заносим в табл. 28.

1.6. Расход электроэнергии на бурение скважин, тыс.кВт.ч. определяется по формуле (33)

$$W_{аб} = 8{,}76\, K_п \left[\frac{m}{1} \left(K_{вл\,i} K_{зл\,i} P_{л\,i} + K_{вн\,i} K_{зн\,i} P_{н\,i} \right) \right],$$

$$\omega_б = \frac{W_{аб} - W_{эб}}{H}, \quad \text{кВт.ч/м}, \quad W_{э.б} = 0,$$

так как экономия электроэнергии на стадии проектирования не предусматривается.

$$m = K_c \frac{H \cdot 10^{-3}}{12\ V_к};$$

$K_0, K_п\ K_{бл i}, K_{зл i}, P_{1i}, P_{нi}$ берем из п.2.6 для БУ 3000 ЗУК и Ноябрьского района.

Для 1990 года

$$m^{1990} = 1{,}3 \quad \frac{198 \times 10^3}{12 \times 4420} = 4{,}85.$$

Принимаем $m^{1990} = 5.$

$W_{аб}^{1990} = 8{,}76 \times 1{,}15 \times 5\ (0{,}19 \times 0{,}71 \times 500 + 0{,}16 \times 0{,}79 \times 1260) = 11420$ тыс. кВт.ч.

$$\omega_б^{1990} = \frac{11420}{198} = 57{,}7 \text{ кВт.ч/м.}$$

Аналогично рассчитываем и $W_{аб}^{1991-1994}$ для контроля $\omega_б^{1991-1994}$:

$W_{аб}^{1991} = 11850$ тыс.кВт.ч; $W_{аб}^{1992} = 12340$ тыс.кВт.ч;

$W_{аб}^{1993} = 12960$ тыс.кВт.ч; $\omega_б^{1991} = 56{,}4$ кВт.ч/м;

$\omega_б^{1992} = 54{,}8$ кВт.ч/м; $\omega_б^{1993} = 51{,}4$ кВт.ч/м;

$W_{аб}^{1994} = 13700$ тыс.кВт.ч; $\omega_б^{1994} = 45{,}7$ кВт.ч/м.

Объемы электропотребления вносим в табл.28.

1.7. Прочее потребление, поскольку других данных нет, определяем в сумме 10 % расходов электроэнергии на добычу нефти и бурение скважин.

Таблица 28

Расчетное электропотребление по технологическим процессам

Процесс	Электропотребление по годам, тыс.кВт·ч				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти – всего	42490	57950	77830	100410	105210
В том числе:					
Насосная добыча нефти	12860	15590	21310	32950	41540
Закачка воды	22110	34160	43010	53660	47140
Подготовка нефти	3750	3780	5030	7510	9900
Общепромысловый расход	3770	4430	5480	6350	7630
Бурение скважин	11420	11850	12340	12970	13700
Прочее потребление	5300	6800	8900	11300	12000
Всего потреблено	59210	76610	99070	124670	131910
Расчетная нагрузка, кВт	8700	10420	13400	16850	17850
Проверочные показатели					
Общий удельный расход на тонну нефти, кВт.ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
$t_м$, отн.ед.	0,77	0,84	0,84	0,84	0,85

В графу "Всего потреблено" табл. 28 заносим суммы расходов электроэнергии на добычу нефти, бурение скважин и прочее потребление.

2. Расчет перспективных электрических нагрузок.

Расчет перспективных нагрузок проводим на примере 1994 года.

1). Определяем показатели для расчета по формуле (16)

$$C = P_c(p) + P_c(C) + P_c(бур.);$$

$$M = \sum P_н(C) + \sum P_c(p) + P_p(бур.).$$

2). Определяем нагрузки насосной добычи нефти

$$P_{c(p)} = \sum n_к p_к \frac{Q_{тдж}}{\sum q_к n_к},$$

$Q_{тдж}$ из табл. 27 для 1994 г. – 5720 тыс.т/год;

из условий двух типоразмеров насосных скважин:

1) ЭЦН $q_к$ = 220 т/сут; $P_к$ = 63 кВт; $n_к$ = 80;

2) ШГН $q_к$ = 110 т/сут; $P_к$ = 35 кВт; $n_к$ = 48.

Число рабочих суток в году принято 300.

$$P_c(p) = (48 \times 35 + 80 \times 63) \frac{5720 \times 10^3}{220 \times 300 \times 80 + 110 \times 300 \times 48} =$$

= 5600 кВт.

3). Определяем нагрузки сосредоточенных электроприемников:

$$P_c(C) = \sum_{i=1}^{n} K_{ui} P_{ni}.$$

Для КНС $K_{uкнс} = \frac{\omega_{кнс} Q_{эб}}{\sum P_{нкнс} T} = \frac{7,1 \times 6640 \times 10^3}{6 \times 1600 \times 8760} = 0,56.$

Для ДНС $K_{uднс} = \frac{\omega_{днс} Q_{эдж}}{\sum P_{нднс} \cdot T} = \frac{2,53 \times 5720 \times 10^3}{8 \times 320 \times 8760} = 0,65.$

$P_c(C) = 0,56 \times 6 \times 1600 + 0,65 \times 8 \times 320 = 7860$ кВт.

Для шести буровых станков БУ 3000 ЭУК (см. черт. 2)

$P_c(\text{бур}) = 6 \times 430 = 2580$ кВт; $P_p(\text{бур}) = 6 \times 580 = 3480$ кВт.

4). Тогда показатели для расчета по формуле (16):

$C = 5600 + 7860 + 2580 = 16040$ кВт;

$M = 60 \times 63 + 48 \times 35 + 6 \times 1600 + 8 \times 320 + 3480 = 22360$ кВт.

5). Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{16040}{22360} = 0,7 < 0,75$.

Тогда $P_p = C(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{M}{C} - 1}) =$

$$= 16040 \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{22360}{16040} - 1}\right) = 17852 \text{ кВт.}$$

6). Аналогично проводим подсчеты нагрузок и по другим годам. Данные такие заносим в табл. 28.

В этой же таблице для проверки приводим общий удельный расход электроэнергии на тонну нефти и число $t_м$ в относительных единицах. Из этих показателей видно, что общий удельный расход электроэнергии растет вместе с обводненностью нефти, а $t_м$ достигает значения 0,85 в год максимума нагрузки.

7). Результирующая таблица по проекту заполняется в следующем виде (табл. 29).

Таблица 29

Основные технологические данные, расчетные нагрузки и электропотребление по _____ месторождению (заказ № _____)

Показатели	Годы перспективного периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти – всего, тыс.т	2140	2650	3020	2760	2740
Добыча жидкости – всего, тыс.т	2830	3320	4010	4740	5720

Окончание табл. 29

Показатели	Годы перспективного периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
Закачка воды, тыс.м^3	3300	4950	6480	7350	6640
Фонд добывающих скважин, шт.	79	88	103	117	128
Бурение, тыс. м	198	210	225	252	300
Перекачка воды, тыс.м	-	-	-	-	-
Электропотребление, тыс.кВт.ч	59210	76610	99070	124670	31910
Удельный расход электроэнергии на жидкость, кВт.ч/т	20,9	23,1	24,7	26,3	23,1
Удельный расход электроэнергии на нефть, кВт.ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
Расчетная электрическая нагрузка, мВт	9,0	10,4	13,4	16,9	17,8

Примечание. В табл. 29 могут входить и другие планируемые объемные показатели (закачка газа в пласт, выработка газа для газлифта, прочие нагрузки - поселки, промзоны, нефтеперекачивающие станции, выработка пара, воздуха, тепла и т.п.).

Приложение 3

Справочное

Пример планирования электропотребления на добычу нефти при эксплуатации

По участку нефтепромысла, совершающему установки добычи нефти насосным способом, закачки воды в пласт, сбора и транспорта нефти, подготовки нефти, имеются отчетные данные по удельным расходам электроэнергии и нормообразующим факторам за прошедшие (1985, 1986, 1987) годы и планируемые на 1988 год нормообразующие факторы и объемы производимой продукции по технологическим процессам (табл. 30). Определить планируемый расход электроэнергии на 1988 год по данному участку нефтепромысла.

Таблица 30

Исходные и расчетные данные для определения электропотребления по участку нефтепромысла

Технологический процесс	Параметр, ед. изм.	Отчетные данные по годам			Планируемые данные на 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
1. Добыча нефти насосным способом	$\omega_{нн}$, кВт·ч/т	17,5	18,8	19,3	-	22,1
	$H_{дин}$, м	525	541	553	568	-
	$б_{нн}$, отн.ед	0,36	0,39	0,43	0,47	-
	$Q_{нн}$, тыс.т.	540	560	590	660	-
2. Закачка воды	$\omega_{з}$, кВт·ч/м³	5,9	6,1	5,8	-	5,93
	$\Delta H_{кис}$, м	1350	1440	1350	1380	-
	$Q_{з}$, тыс м³	2100	2220	2240	2240	-
3. Сбор и транспорт нефти	$\omega_{тис}$, кВт·ч/т	3,3	3,6	3,7	-	3,82
	$\Delta H_{тис}$, м	600	630	640	660	-
	$б_{тис}$, отн. ед.	0,17	0,18	0,19	0,20	-
	$Q_{н}$, тыс т.	860	840	830	810	-
4. Подготовка нефти	$\omega_{пн}$, кВт·ч/т	1,6	1,7	1,6	-	1,7
	$\Delta H_{с}$, м	240	240	240	240	-
	$б_{ост}$, отн.ед.	0,1	0,14	0,12	0,15	-
	$\Delta H_{тп}$, м	210	220	220	240	-
	$\Delta H_{пр}$, м	240	240	240	240	-
	$Q_{н}$, тыс.т.	860	840	830	810	-

Окончание табл. 30

Технологический процесс	Параметр, ед.изм.	Отчетные данные за годы			Ожидаемые данные на 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
5. Добыча нефти - всего	$\omega_н$, квт·ч/т	32,03	35,67	36,45	-	40,31
	$Q_н$, тыс.т	860	840	830	810	-
	$W_{эл}$, тыс.квт·ч	27554	29966	30255	-	32649

I. Расчет планируемого удельного расхода электроэнергии на насосную добычу нефти.

Упрощенная формула для насосной добычи нефти

$$\omega_{нн} = K_{ин} H_{дин} \left(1 + \frac{\delta_{нн}}{1-\delta_{нн}}\right).$$

1). Рассчитываем $K_{ин}$ за 1985, 1986 и 1987 годы.

Для 1985 года

$$K_{ин}^{1985} = \frac{\omega_{нн}^{1985}}{H_{дин}^{1985}\left(1 + \frac{\delta_{нн}^{1985}}{1-\delta_{нн}^{1985}}\right)} = \frac{17,5}{525\left(1 + \frac{0,36}{1-0,36}\right)} = 2,13 \cdot 10^{-2}.$$

Для 1986 года

$$K_{ин}^{1986} = \frac{18,8}{541\left(1 + \frac{0,39}{1-0,39}\right)} = 2,12 \cdot 10^{-2}.$$

Для 1987 года

$$K_{ин}^{1987} = \frac{19,3}{563\left(1 + \frac{0,43}{1-0,43}\right)} = 1,95 \cdot 10^{-2}.$$

2). Определяем средневзвешенный $K_{ин}$ по этому процессу:

$$K'_{ин} = \frac{K_{ин}^{1985} Q_{нн}^{1985} + K_{ин}^{1986} Q_{нн}^{1986} + K_{ин}^{1987} Q_{нн}^{1987}}{Q_{нн}^{1985} + Q_{нн}^{1986} + Q_{нн}^{1987}} =$$

$$= \frac{2,13 \cdot 10^{-2} \cdot 540 + 2,12 \cdot 10^{-2} \cdot 560 + 1,95 \cdot 10^{-2} \cdot 590}{540 + 560 + 590} = 2,06 \cdot 10^{-2}$$

3). Определяем планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 г.:

$$\omega_{нн} = K_{ин} H_{дин}^{1988} \left(1 + \frac{\delta_{нн}^{1988}}{1-\delta_{нн}^{1988}}\right) = 2,06 \cdot 10^{-2} \cdot 660 \cdot \left(1 + \frac{0,47}{1-0,47}\right) =$$

= 22,1 кВт·ч/т.

4). Расход электроэнергии на насосную добычу нефти составляет:

$$W_{он}^{1988} = \omega_{нн}^{1988} Q_{нн}^{1988} = 22,1 \times 660 = 14586 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

2. Расчет планируемого расхода электроэнергии на закачку воды в пласт $\omega_э = K_{ин} \cdot \Delta H_{нас}$;

$$K_{ин}^{1985} = \frac{\omega_э^{1985}}{\Delta H_{нас}^{1985}} = \frac{5,9}{1350} = 4,37 \cdot 10^{-3}.$$

Аналогично:

$$K_{ин}^{1986} = 4,24 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{ин}^{1987} = 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{ин} = \frac{4,37 \cdot 10^{-3} \cdot 2100 + 4,24 \cdot 10^{-3} \cdot 2220 + 4,30 \cdot 10^{-3} \cdot 2240}{2100 + 2220 + 2240} =$$

$$= 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

Планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 год

$$\omega_э^{1988} = K_{ин} \cdot \Delta H_{нас}^{1988} =$$

$$= 4,30 \times 10^3 \times 1380 = 5,93 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Расход электроэнергии

$$W_{эл}^{1988} = 5,93 \times 2240 = 13283 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

3. Расчет планируемого расхода электроэнергии на обор и транспорт нефти

$$\omega_{эмс} = K_{ин} \cdot \Delta H_{нас} \left(1 + \frac{\delta_{эмс}}{1 - \delta_{эмс}}\right);$$

$$K_{ин}^{1985} = \frac{\omega_{эмс}^{1985}}{\Delta H_{эмс}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{эмс}}{1 - \delta_{эмс}}\right)} =$$

$$= \frac{3,3}{660 \left(1 + \frac{0,17}{1 - 0,17}\right)} = 4,69 \times 10^{-3}.$$

Аналогично

$$K_{ин}^{1986} = \frac{3,6}{630\ (1 + \frac{0,18}{1-0,18})} = 4,69 \times 10^{-3};$$

$$K_{ин}^{1987} = \frac{3,7}{640\ (1 + \frac{0,19}{1 - 0,19})} = 4,68 \times 10^{-3}.$$

$$K_{ин} = \frac{4,56 \times 10^{3} \times 860 + 4,69 \times 10^{3} \times 840 + 4,68 \times 10^{3} \times 830}{860 + 840 + 830} =$$

$$= 4,64 \times 10^{-3}.$$

$$\omega_{эпс}^{1988} = 4,64 \times 10^{-3} \times 660\ (1 + \frac{0,20}{1-0,20}) = 3,82 \text{ кВт·ч/т}.$$

$$W_{a\,эпс}^{1988} = \omega_{эпс}^{1988} \times Q_{н}^{1988} = 3,82 \times 810 = 3094 \text{ тыс.кВт·ч}.$$

Общепромысловый расход

$$W_{a\,ср} = 1,1\ (W_{a\,эпс} + W_{a\,нв}) = 1,1(3094 + 6\ ) = 3403 \text{ тыс.кВт·ч}.$$

4. Расчет планируемого расхода электроэнергии на подготовку нефти:

$$\omega_{пн} = K_{ин}\left[\Delta H_{c}\left(1 + \frac{\delta_{ост}}{1-\delta_{ост}}\right) + \Delta H_{тг} + H_{пр}\right],$$

$$K_{ин}^{1985} = \frac{\omega_{пн}}{\Delta H_{c}^{1985}\left(1 + \frac{\delta_{ост}^{1985}}{1-\delta_{ост}^{1985}}\right) + \Delta H_{тг}^{1985} + \Delta H_{пр}^{1985}} =$$

$$\frac{1,6}{240\ (1 + \frac{0,1}{1 - 0,1}) + 210 + 240} = 2,23 \times 10^{-3}.$$

Аналогично:

$$K_{ин}^{1986} = \frac{1,7}{240\ (1 + \frac{0,14}{1-0,14}) + 220 + 240} = 2,30 \times 10^{-3};$$

$$K_{ин}^{1987} = \frac{1,6}{240\ (1 + \frac{0,12}{1 - 0,12}) + 220 + 240} = 2,18 \times 10^{-3}$$

$$K_{ин} = \frac{2,23 \times 10^{3} \times 860 + 2,30 \times 10^{3} \times 840 + 2,18 \times 10^{3} \times 830}{860 + 840 + 830} =$$

$= 2,23 \times 10^{-3}$.

$$W_{пн} = 2,23 \times 10^{-3} \times 240(1 + \frac{0,15}{1 - 0,15}) + 240 + 240 = 1,7 \text{ кВт.ч/т};$$

$W_{апн}^{1988} = 1,7 \times 810 = 1377$ тыс.кВт.ч.

Общий расход электроэнергии на добычу нефти по участку

$$W_{а\Sigma}^{1988} = W_{ан}^{1988} + W_{аэ}^{1988} + W_{аор}^{1988} + W_{апн}^{1988} =$$

$= 14586 + 13283 + 3403 + 1377 = 32649$ тыс.кВт·ч.

Удельный расход электроэнергии на тонну нефти:

$$W_{н}^{1988} = \frac{W_{а}^{1988}}{Q_{н}^{1988}} = \frac{32649}{810} = 40,31 \text{ кВт.ч/т}.$$

Результаты расчетов заносим в табл. 30.

Приложение 4

Обязательное

П Р О Т О К О Л
испытаний гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов

Время проведения испытаний –

Состав КНС:

1) количество установленных агрегатов –

2) рабочие агрегаты –

3) резервные агрегаты –

4) агрегаты в ремонте –

Период измерений одного режима – 20 мин.

Таблица 31

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показания счетчика воды за период измерений V_t, м³	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность насосного агрегата Q, м³/ч	Мощность потребляемая насосным агрегатом, P, кВт	Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт ϑ, кВт·ч/м³

Таблица 32

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Параметры Q, м³/ч; $H_{вх}$, МПа	Номер блока				Суммарная характеристика
		1	2	3	4	

Таблица 33

Характеристика выхода на распределительной гребенке блоков КНС

Номер опыта	$H_{вых}$, МПа	Q, м^3/ч

Испытания провели:

Ст. мастер цеха ПМД _____
(подпись)

Начальник сетевого района _____
(подпись)

Приложение 5

Обязательное

П Р О Т О К О Л

предварительных испытаний технологического процесса КНС в режиме потребителя-регулятора

Таблица 34

Режим работы агрегатов КНС

Период работы	Параметры	Агрегаты					КНС
Минимум нагрузки, 21-9 ч; 11-18 ч	Производительность, $м^3/ч$						
	Мощность, кВт						
	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, $м^3$						
Максимум нагрузки, 9-11 ч; 18-21 ч	Производительность, $м^3/ч$						
	Мощность, МВт						
	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, $м^3$						
За сутки	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, $м^3$						

Испытания провели:

Ст. мастер цеха НПД _____ (подпись)

Начальник сетевого района _____ (подпись)

Приложение 6

Обязательное

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

_____

"____"_____198__г.

ПЛАН-ГРАФИК

включения-отключения агрегатов КНС для поддержания режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки

Время максимума нагрузки:

утренний максимум - 9-11 ч,

вечерний максимум - 18-21 ч.

Таблица 35

Период работы агрегатов КНС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток (ч)				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24

О - агрегат отключен,

Р - агрегат в работе.

Примечание. Технологический резерв -

Регулирующие агрегаты -

Постоянно в работе агрегаты -

В часы максимума нагрузки включать не более _____ агрегатов.

При невыполнении суточного плана включать резервные агрегаты в соответствующих блоках в часы максимальных нагрузок.

Главный технолог НГДУ _____ (подпись)

Главный энергетик НГДУ _____ (подпись)

Главный механик НГДУ _____ (подпись)

Приложение 7

Обязательное

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер ПГДУ

_____

"____" _____198__ г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КНС

I. Режим работы системы ППД.

I.I. Суточный план закачки:

$V_{сут}$ = _____ $м^3$ при давлении на гребенке $H_{гр}$ = _____ МПа.

I.2. Обобщенный коэффициент приемистости за сутки по блокам, $м^3/ч$, МПа, _____.

2. Технологические ограничения на режим КНС.

2.I. Давление на распределительной гребенке – не менее _____ МПа, на устье удаленной нагнетательной скважины – не менее _____ МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов – не менее _____ МПа.

2.3. Ток статора двигателя – не более _____ А.

2.4. Ток возбуждения двигателя – не более _____ А.

2.5. Агрегатов в работе – не менее _____ шт.

2.6. Производительность КНС – не менее _____ $м^3/ч$.

2.7. Производительность агрегата – не менее _____ $м^3/ч$.

2.8. Удельный расход электроэнергии – не более _____ $кВт \cdot ч/м^3$.

3. Показатели электропотребления.

3.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы – не более _____ кВт.

3.2. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт – _____ кВт.ч/м^3.

4. Технологические показатели работы блока КНС в течение суток.

Таблица 36

Режим КНС

Параметр	Режим блока КНС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
Давление на гребенке, МПа					
Давление на входе агрегатов (среднее), МПа					
Производительность блока КНС, м^3/ч					
Давление на устье удаленной скважины, МПа					

Главный технолог НГДУ _____ (подпись)

Главный энергетик НГДУ _____ (подпись)

Приложение 8
Справочное

П Р И М Е Р
разработки технологического процесса потребителя-регулятора КНС-15 НГДУ Белозернефть

1. Протокол испытаний гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС-15 НГДУ Белозернефть. Время проведения испытаний - 27.08.87 г. Состав КНС-1

1) количество установленных агрегатов - 5;

2) рабочие агрегаты - № 1, 2, 3, 4;

3) резервный агрегат - № 3.

Период измерений одного режима - 20 мин.

Таблица 37

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показания счетчика воды за период измерений V_t, $м^3$	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность насосного агрегата Q, $м^3/ч$	Мощность потребляемая насосным агрегатом P, кВт	Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт A, $кВт \cdot ч/м^3$
1	1	205	15,0	2,05	615	3230	5,25
	2	213	14,5	1,10	639	3285	5,13
	3	223	13,8	1,10	669	3350	5,02
	4	231	13,4	1,15	693	3410	4,91
	5	240	13,1	1,20	720	3480	4,83
2	1	213	14,9	1,15	639	3170	5,00
	2	222	14,4	1,15	666	3245	4,87
	3	232	14,0	1,20	696	3270	4,71
	4	240	13,6	1,20	720	3310	4,59
3	1	220	14,9	1,00	660	3210	4,81
	2	230	14,8	1,10	690	3250	4,67
	3	240	14,5	1,15	720	3290	4,56
	4	249	14,3	1,20	747	3330	4,45
	5	257	14,0	1,20	771	3380	4,37
4	1	187	15,1	1,00	561	3240	5,77
	2	200	14,9	1,05	600	3305	5,51
	3	204	14,8	1,05	612	3320	5,43

Таблица 38

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность КНС Q, м³/ч
I	I,00	I240
2	I,05	II90
3	I,00	I264
4	I,I0	II55
5	I,05	I220

Таблица 39

Характеристика выхода на распределительной гребенке КНС

Номер опыта	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Производительность КНС Q, м³/ч
I	I4,85	I240
2	I4,75	I264
3	I4,90	I220
4	I5,00	II90
5	I5,05	II40

Таблица 40

Режим работы агрегатов КНС.

Период работы	Параметры	Номер агрегата				КНС-I5
		I	2	3	4	
Минимум нагрузки:	Производительность, $м^3/ч$	575	-	667	-	I242
	Мощность, кВт	3I70	-	3224	-	6394
2I-9 ч,	Энергия, МВт.ч	38,04	-	6I,26	-	99,3
II-I8 ч	Объем закачки, $м^3$	6900	-	I2673	-	I9573
Максимум нагрузки:	Производительность, $м^3/ч$	-	-	800	-	800
	Мощность, кВт	-	-	3520	-	3520
9-II ч,	Энергия, МВт.ч	-	-	I7,6	-	I7,6
I8-2I ч	Объем закачки, $м^3$	-	-	4000	-	4000
За сутки	Энергия, МВт.ч	38,04	-	78,86	-	II6,9
	Объем закачки, $м^3$	6900	-	I6673	-	23565

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

_____

"___"_____ ___198__г.

П Л А Н - Г Р А Ф И К
включения-отключения агрегатов КНС
в режиме потребитель-регулятора суточного
графика электрической нагрузки

Время максимума нагрузки: утренний максимум - 9-II ч,
вечерний максимум - I8-2I ч.

Таблица 4I

Период работы агрегатов КНС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток, ч				
	0-9	9-II	II-I8	I8-2I	2I-24
I	I	0	0	0	I
2	0	0	0	0	0
3	I	I	I	I	I
4	0	0	0	0	0

0 - агрегат отключен,

I - агрегат в работе.

Регулирующие агрегаты - I.

Постоянно в работе - 3.

В часы максимума нагрузки включать не более одного агрегата. При невыполнении суточного плана включать агрегат I с II до I8 ч.

Главный технолог _____
Главный энергетик _____
Главный механик _____

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НГДУ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КНС

I. Режим работы системы ППД.

I.I. Суточный план закачки $V = 21400$ м^3.

I.2. Обобщенный коэффициент приемистости за сутки – 2050, м^3/МПа.

2. Технические и технологические ограничения на режим КНС.

2.I. Давление на распределительной гребенке – не более I5,2 МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов – не менее 0,75 МПа.

2.3. Ток статора двигателя – не более 439 А.

2.4. Ток возбуждения двигателя – не более 288,6 А.

2.5. Агрегатов в работе – не менее I.

2.6. Производительность КНС – не менее 450 м^3/ч.

2.7. Производительность агрегата – не более 860 м^3/ч.

2.8. Удельный расход электроэнергии – не более 6,5 кВт·ч/м^3.

3. Расчетные показатели электропотребления.

3.I. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы – 3,655 МВт.

3.2. Электропотребление за сутки – II8,4 МВт·ч.

3.3. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт – 4,854 кВт·ч/м^3.

3.4. Затраты на электроэнергию – I726 руб.

Базисный технологический режим КНС

4. Расчетные показатели электропотребления.

4.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы – 6,213 МВт.

4.2. Электропотребление за сутки – 149,1 МВт·ч.

4.3. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт – 5,446 кВт.ч/м^3.

4.4. Затраты на электроэнергию – 2345 руб.

5. Расчетные технологические показатели работы КНС.

5.1. Суточный объем закачки – 24346,5586 м^3.

Таблица 42

Режим КНС

Параметр	Режим КНС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
Давление на гребенке, МПа	15,27	12,30	12,30	12,30	15,27
Давление на входе агрегатов, МПа	0,79	0,98	0,98	0,98	0,79
Давление на устье удаленной скважины, МПа					
Производительность КНС, м^3/ч	1141,0	880,9	880,9	880,9	1141,0

Главный технолог _____

Главный энергетик _____

Приложение 8

Справочное

П Р И М Е Р

определения экономической эффективности регулирования нагрузки нефтепромысла (для данных табл. 43)

Таблица 43

Исходные данные к примеру

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Плановый объем закачки воды, $м^3$/сут	284910	284910
Число постоянно работающих агрегатов, шт.	19	17
Число регулирующих агрегатов, шт.	-	3
Потребляемая активная мощность в часы максимальных нагрузок, МВт	66,23	57,34
Снижение участия в максимумах нагрузки, МВт	-	8,89
Потребляемая электроэнергия, МВт·ч/сут	1590	1528
Снижение потребления электроэнергии, МВт·ч/сут	-	62
Дополнительные капитальные вложения (резервный насосный агрегат ЦНС 500-1900, СТД-4000-2), тыс.руб.	-	41,2

Расчет годового экономического эффекта представлен в табл. 44.

Таблица 44

Расчет экономического эффекта

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Плата по первой ставке тарифа, тыс.руб.	2583	2236
Плата по второй ставке тарифа, тыс.руб.	17,5	16,8
Годовые затраты по тарифу, тыс.руб.	8967	8371
Снижение годовых затрат по тарифу, тыс.руб.	-	596
Амортизационные отчисления, тыс.руб.	-	8,4
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.	8967	8379
Годовой экономический эффект, тыс.руб.	-	588
Удельный экономический эффект, тыс.руб./МВт	-	66

Таким образом, даже дополнительные капитальные вложения, связанные с установкой дополнительного регулирующего насосного агрегата, экономически целесообразны, о чем свидетельствует годовой экономический эффект нового варианта - 588 тыс.руб.

Приложение 10

Справочное

П Р И М Е Р I

определения величин $Q_{э}$ и $Q_{э}$, задаваемых энергоснабжающей организацией

Узел комплексной нагрузки нефтепромысла, находящийся в районе ОЭС Урала, получает питание от понижающей подстанции 110/6 кВ. Максимальная активная нагрузка квартала $P_{ф}^{\max}$ = 53 МВт. Установленная мощность СД составляет 32 МВт (из них 12 МВт - резервные). Остальные данные приведены в табл. 45.

Таблица 45

Исходные данные к примеру I

Параметр	Значение параметров для кварталов			
	I	II	III	IV
Фактическое потребление реактивной мощности в максимумах нагрузки, Мвар	10	11	11,2	10,6
То же, в минимум, Мвар	10	11	11,2	10,6
Номинальная мощность СД, работавших в максимум нагрузки, МВт	20	20	20	20
То же, в минимум, МВт	20	20	20	20
Возможное увеличение реактивной мощности СД в максимум нагрузки, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
То же, в минимум, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
Возможное снижение реактивной мощности СД в минимум нагрузки, Мвар	-	-	-	-

Решение.

1). По формуле (58) и табл. 20 получаем

$$Q^{I}_{н} = 0{,}31 \times 53 = 16{,}4.$$

По формуле (59)

$$Q^{I}_{э1} = 10{,}6 - 0{,}2 = 10{,}4.$$

Значение $Q^{IV}_{э1}$ принимаем равным 10,4 Мвар.

2). Для обеспечения рассчитанного потребления реактивной мощности потребитель должен ввести в действие дополнительные БК мощностью (61):

$$Q_{кд} = 10{,}6 - 10{,}4 - 0{,}2 = 0.$$

Установка дополнительных БК не требуется.

3). По формуле (62) определяем значения $Q^{i}_{э1}$ для остальных кварталов года:

$$Q^{II}_{э1} = 10 - 0{,}2 = 9{,}8 \text{ Мвар};$$

$$Q^{III}_{э1} = 11 - 0{,}2 = 10{,}8 \text{ Мвар};$$

$$Q^{IV}_{э1} = 11{,}2 - 0{,}2 = 11 \text{ Мвар}.$$

4). По формулам (63) и (64) определяем верхние и нижние границы величин $Q^{i}_{э2}$ для всех кварталов года:

Квартал	I	II	III	IV
$Q^{i}_{э2,в}$, Мвар	10,0	11,0	11,2	10,6
$Q^{i}_{э2,н}$, Мвар	9,8	10,8	11,0	10,4

ПРИМЕР 2

определения степени использования для КРМ установленного в приводе насосного агрегата кустовой насосной станции двигателя СТД-1250-2

Определены путем замеров следующие фактические данные:

$I = 103$ А; $U = 6{,}3$ кВ; $i_в = 231$ А.

Решение.

1). Определяем значение коэффициента загрузки по активной мощности P_*:

$$P_* = \frac{P_н}{S_н} = \frac{\sqrt{3}UI}{S_н} = \frac{\sqrt{3} \times 6{,}3 \times 103}{1450} = 0{,}775.$$

2). Определяем U_*:

$$U_* = \frac{6{,}3}{6} = 1{,}05.$$

3). Определяем $I_{в*}$:

$$I_{в*} = \frac{231}{255{,}4} = 0{,}904.$$

4). По (65) и табл. 48 определяем:

$$Q_{сд\,уч} = [-2{,}95(1 - 0{,}904) + 1{,}31\,(1 - 0{,}904^2) - 2{,}58 \times$$
$$\times\, 0{,}775\,(1 - 0{,}904) + 0{,}88 \times 1{,}05\,(1 - 0{,}904)] \times 1450 = -215 \text{ квар.}$$

При решении вопроса дополнительной установки на предприятии компенсирующих устройств эту мощность СД необходимо использовать в первую очередь.

Таблица 46

Технические данные синхронных электродвигателей

Тип	Номинальная мощность $P_н$, кВт	Полная мощность $S_н$, кВа	Номинальное напряжение $U_н$, кВ	Номинальный ток $I_н$, А	Коэффициент полезного действия η, %	Коэффициент мощности $\cos\varphi_н$	Ток возбуждения хх $J_{хх}$, А	Номинальный ток возбуждения $J_н$, А	Коэффициенты аппроксимации, кВт	
									A_1	A_2
СТД-630-2	630	735	6 10	71 42	95,8 95,6	0,9	118 120	245 247	2,22	2,95
СТД-800-2	800	935	6 10	90 54	96,0 95,8	0,9	128 127	274 275	2,91	3,52
СТД-1000-2	1000	1160	6 10	112 67	96,3 96,0	0,9	140 140	284 295	3,39	3,99
СТД-1250-2	1250	1450	6 10	140 84	96,8 96,5	0,9	118,8 118,6	255,4 255,3	3,93	3,54
СТД-1600-2	1600	1850	6 10	178 107	96,9 96,6	0,9	129,5 124	276,5 273,4	4,93	4,13
СТД-2000-2	2000	2300	6 10	221 133	96,9 96,8	0,9	125,3 125,3	290,2 290,0	5,48	5,94
СТД-2500-2	2500	2870	6 10	276 166	97,2 97,0	0,9	122,2 115	256,1 260	6,74	5,53
СТД-3150-2	3150	3680	6 10	354 213	97,3 97,2	0,9	122,1 122,1	268,5 269,6	7,87	6,94
СТД-4000-2	4000	4580	6 10	439 263	97,5 97,4	0,9	121,1 126,7	288,6 294	8,99	10,0
СТД-5000-2	5000	5740	6 10	552 332	97,6 97,5	0,9	122,7 122,7	293,8 293,6	10,5	11,9
СТД-6300-2	6300	7230	6 10	696 417	97,6 97,5	0,9	99,61 98,17	243 253	10,3	11,6
СТД-8000-2	8000	9130	6 10	879 587	97,9 97,7	0,9	102,6 102,6	261,2 261,6	12,5	15,0

Таблица 47

Комплектные конденсаторные установки

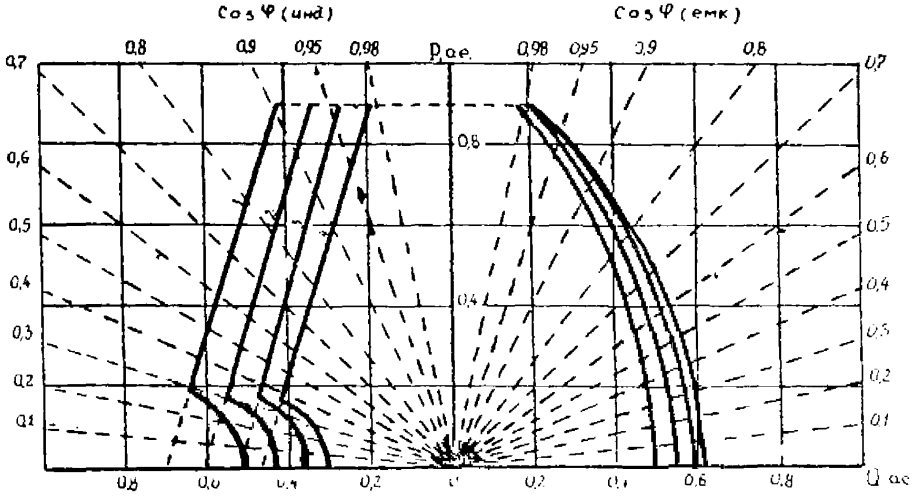
Тип	Мощность, квар	Число ступеней	Цена, руб.	Удельная мощность, руб./квар	Приведенные затраты, руб./квар в год
Для осветительных сетей 380 В					
УК2-0,38-5043	50	2	335	6,7	I,48
УК3-0,38-75УЗ	75	3	435	5,8	I,28
УК2-0,38-I00УЗ	I00	2	555	5,6	I,23
Для силовых сетей 380 В					
УКБН-0,38-I00-5043	I00	2	I050	I0,5	2,3I
УКВГ-0,38-I50УЗ	I50	I	II95	8,0	I,76
УКТ-0,38-I50УЗ	I50	I	II25	7,5	I,65
УКБ-0,38-I50УЗ	I50	-	935	6,2	I,36
УКБН-0,38-200-50УЗ	200	4	I865	9,3	2,05
УКЛН-0,38-300-I50УЗ	300	2	2355	7,9	I,74
УКЛН-0,38-450-I50УЗ	450	3	3385	7,5	I,65
УКЛН-0,38-600-I50УЗ	600	4	4460	7,6	I,65
Для силовых сетей 6 и I0 кВ					
УКМ-6,3-400УI	400	I	I940	4,9	I,08
УК-6,3 450 ЛУЗ	450	I	I820	4,I	0,9
УК-6,3-900 ЛУЗ	900	I	3350	3,7	0,8I
УК-6,3-II25 ЛУЗ	II25	I	4240	3,7	0,8I

Таблица 48

Коэффициенты регрессии для выражения реактивной мощности, полученные на основании экспериментальных данных

Тип двигателя	B_0	B_1	B_2	B_3	B_{11}	B_{22}	B_{33}	B_{12}	B_{13}	B_2
СТД-I250-2	4,22	3,22	-8,0	-2,95	I,94	4,66	I,3I	-2,7	-2,58	0,8
СТД-I600-2	4,45	I,68	-8,92	-I,9I	0,782	5,28	0,62I	-I,I6	-I,83	0,(
СТД-4000-2	3,58	I,95	-7,0I	-I,927	0,978	4,I4	0,755	-I,39	-I,40	0,(

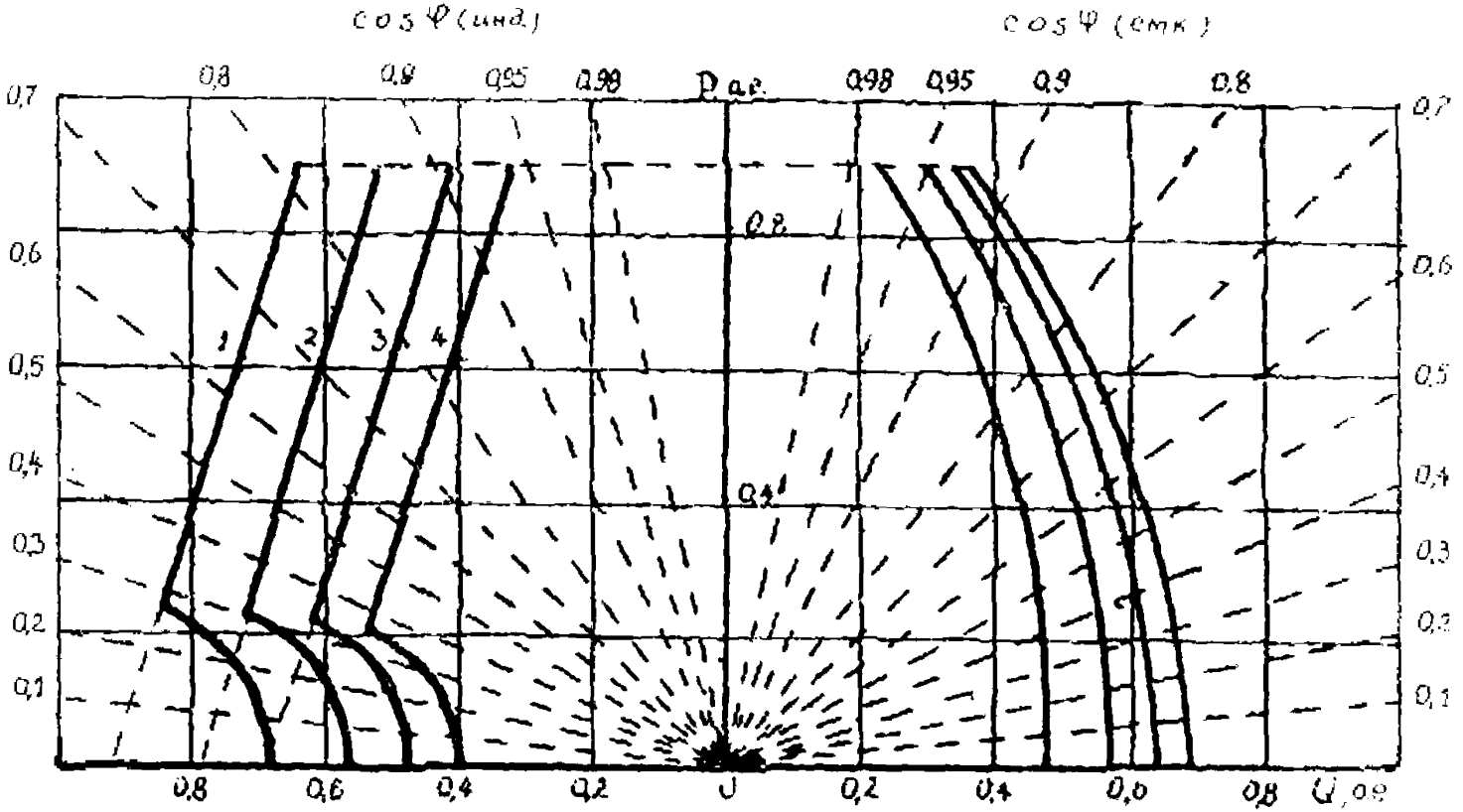
Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-1250-2



1 - U = 1,1$U_н$, 2 - U = 1,05$U_н$, 3 - U = $U_н$, 4 - U = 0,95$U_н$

Черт. 2

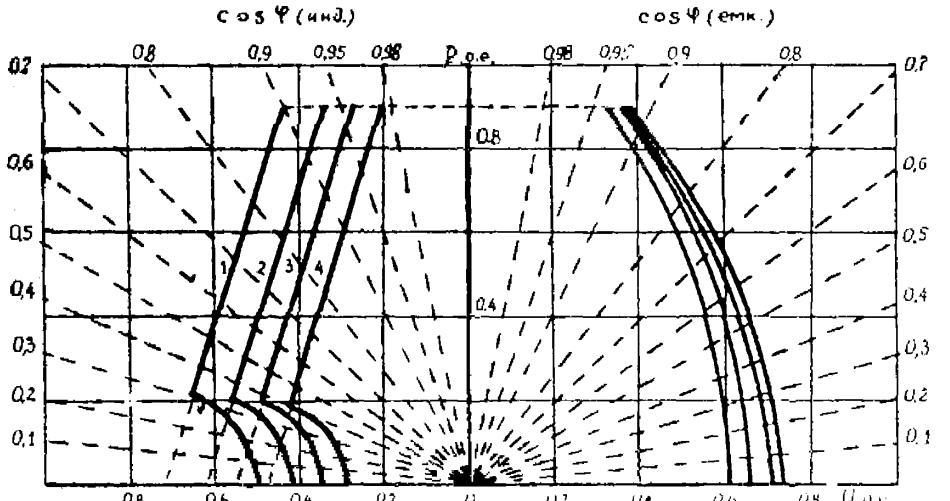
Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-1500-2



1-U = 1,1·$U_н$, 2-U = 1,05·$U_н$, 3-U = $U_н$, 4-U = 0,95·$U_н$

Черт. 8

Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-4000-2



1-U = 1,1·Uн, 2-U = 1,05 Uн, 3-U = Uн, 4-U = 0,95·Uн

Черт. 9

Приложение II

Обязательное

Таблица 49

Критические напряжения по пуску и устойчивости технологических агрегатов с приводом от высоковольтных электродвигателей

Тип агрегата	Приводной двигатель	Критическое напряжение пуска, кВ	Критическое напряжение устойчивости, кВ
ЦНС 180-212	ВАО2 - 450 S - 4	3,66	2,61
ЦНС 180-255	ВАО2 - 450 S - 4	3,69	2,49
ЦНС 180-297	ВАО2 - 450 М - 4	3,72	2,49
ЦНС 180-340	ВАО2 - 450 М - 4	3,60	2,49
ЦНС 180-383	ВАО2 - 450 LA - 4	3,60	2,64
ЦНС 180-425	ВАО2 - 450 LA - 4	3,30	2,64
ЦНС 300-180	ВАО2 - 450 М - 4	3,75	2,51
ЦНС 300-240	ВАО2 - 450 LA - 4	3,60	2,46
ЦНС 300-300	ВАО2 - 450 LB - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-360	ВАО2 - 560 S - 4	3,30	2,61
ЦНС 300-420	ВАО2 - 560 S - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-480	ВАО2 - 560 М - 4	3,30	2,56
ЦНС 300-540	ВАО2 - 560 LA - 4	3,24	2,58
ЦНС 300-600	ВАО2 - 560 LA - 4	3,30	2,67
НК 560/300	ВАО2 - 450 S - 2	4,80	2,46
НК 560/180	ВАО2 - 450 М - 2	4,44	2,10
НК 560/120	ВАО2 - 450 М - 2	4,50	2,40
НК 200/370	ВАО2 - 450 LA - 2	4,50	2,46
НК 560/180	ВАО2 - 450 LB - 2	4,44	2,40
НК 560/300	ВАО2 - 450 LB - 2	4,38	2,38
ЦНС 180-950	СТД-800-2	3,78	3,3
ЦНС 180-1422	СТД-1250-2	3,54	2,85
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	3,36	3,15

Окончание табл. 49

Тип агрегата	Приводной двигатель	Критическое напряжение пуска, кВ	Критическое напряжение устойчивости, кВ
ЦКС 500-1900	СТД-4000-2	3,01	3,3
I3ПД2-I00/5-II0	СТД-6300-2	3,8I	3,36
I3ПД2-I60/5-II2	СТД-I0000-2	3,6	3,40
Д I2500-24-УЗ	СДП6-4I-I2-УЗ	4,02	3,69
ДП 3000-I97-УЗ	СДП3-I5-76-6УЗ	4,I4	3,74

Приложение I2

Обязательное

Таблица 50

Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов, с

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение на зажимах, о.е.										
		I,05	I,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЦНС I80-2I2	ВАО2-450 S -4	0,97	I,09	I,24	I,43	I,67	I,98	2,38	2,98	3,74	-	-
ЦНС I80-255	ВАО2-450 S -4	I,I5	I,30	I,48	I,70	I,99	2,38	2,80	3,48	4,40	-	-
ЦНС I80-297	ВАО2-450 M -4	I,20	I,35	I,55	I,78	2,07	2,44	2,93	3,63	4,68	-	-
ЦНС I80-340	ВАО2-450 M -4	I,05	I,20	I,4I	I,66	I,96	2,33	2,85	3,59	4,73	6,00	-
ЦНС I80-383	ВАО2-450 M -4	I,0I	I,I3	I,32	I,56	I,83	2,I9	2,62	3,26	4,I9	5,08	-
ЦНС I80-425	ВАО2-450 M -4	0,83	0,93	I,06	I,24	I,46	I,74	2,I0	2,55	3,24	4,24	-
ЦНС 300-I80	ВАО2-450 M -4	I,20	I,37	I,58	I,86	2,I8	2,58	3,I8	3,88	5,0I	-	-
ЦНС 300-240	ВАО2-450 M -4	I,0I	I,I4	I,33	I,55	I,85	2,20	2,65	3,33	4,22	5,95	-
ЦНС 300-300	ВАО2-450 MB-4	0,84	0,95	I,08	I,25	I,49	I,78	2,05	2,64	3,34	4,36	-
ЦНС 300-360	ВАО2-560 S -4	0,89	I,00	I,I4	I,32	I,57	I,87	2,28	2,8I	3,57	4,56	-
ЦНС 300-420	ВАО2-560 S -4	0,87	0,9I	I,03	I,I9	I,4I	I,69	2,03	2,53	3,I4	4,20	-
ЦНС 300-480	ВАО2-560 M -4	0,8I	0,9I	I,03	I,20	I,42	I,7I	2,06	I,55	3,2I	4,22	-
ЦНС 300-540	ВАО2-560 M -4	0,74	0,83	0,94	I,08	I,26	I,54	I,84	2,27	2,95	3,74	5,I9
ЦНС 300-600	ВАО2-560 MA-4	0,75	0,84	0,90	I,I0	I,28	I,55	I,90	2,35	I,94	3,80	5,45
НК 560/300	ВАО2-450 S -2	I,85	I,90	2,20	2,65	3,25	5,I5	6,00	-	-	-	-
НК 560/I80	ВАО2-450 M -2	I,55	I,60	2,I0	2,45	2,95	3,75	4,95	6,00	-	-	-
НК 560/I20	ВАО2-450 M -2	I,75	2,00	2,35	2,75	3,40	4,30	5,90	6,00	-	-	-

Окончание табл. 50

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение на зажимах, о.е.										
		1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЧК 200/370	ВАО2-450 6А-2	1,60	1,85	2,15	2,55	3,15	4,00	5,55	6,00	–	–	–
НК 560/180	ВАО2-450 6Б-2	1,55	1,80	2,10	2,50	2,95	3,85	5,25	6,00	–	–	–
НК 560/300	ВАО2-450 6Б-2	1,40	1,60	1,80	2,20	2,70	3,40	4,65	6,00	–	–	–
ЦНС 180-950	СТД-800-2	1,70	2,03	2,30	2,70	3,08	3,67	4,50	5,53	6,72	–	–
ЦНС 180-1422	СТД-1250-2	1,42	1,56	1,82	1,97	2,31	2,69	3,21	3,75	4,77	6,18	–
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	1,18	1,44	1,65	1,87	2,15	2,49	2,86	3,44	4,27	5,54	–
ЦНС 500-1900	СТД-4000-2	1,27	1,45	1,68	1,90	2,18	2,51	2,93	3,19	4,57	5,90	–
43 ГП2-100/5-110	СТД-6300-2	1,70	1,94	2,16	2,57	2,95	3,33	3,93	4,82	6,05	–	–
43 ГП2-180/5-112	СТД-1000-2	1,60	1,75	1,90	2,16	2,56	2,94	3,45	4,18	5,07	–	–
Д 1250-24-УЗ	СДН 16-41-12-УЗ	1,80	2,12	2,53	2,85	3,53	4,30	6,19	–	–		–
ЦНС 3000-197-УЗ	СДН 3-15-78-6УЗ	1,90	2,70	3,09	3,67	4,60	5,69	–	–	–	–	–

СОДЕРЖАНИЕ

Директивная часть 4
Методическая часть 40
Приложение 1 121
Приложение 2 138
Приложение 3 148
Приложение 4 155
Приложение 5 157
Приложение 6 158
Приложение 7 159
Приложение 8 161
Приложение 9 167
Приложение 10 169
Приложение 11 179
Приложение 12 181

gost.e-ecolog.ru