

МАТЕРИАЛЫ УРАЛЬСКОЙ ГОРНОПРОМЫШЛЕННОЙ ДЕКАДЫ

5-15 апреля 2004 г.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НА ЭКСТРЕМУМ

МАКАРОВ И. Г., СИТНИКОВ Н. Б.

Уральская государственная горно-геологическая академия

Наличие экстремума технологических показателей, механическая скорость проходки v_M , рейсовая скорость v_P , проходка на долото h , стоимость одного метра скважины q и ряд других позволяют оптимизировать процесс бурения по одному из этих показателей, с целью эффективной отработки породоразрушающего инструмента на забое и как следствие уменьшения времени бурения и стоимости строительства скважины. В данной работе представлено исследование экстремума механической скорости бурения и проходки на долото.

Функция $v_M=f(G)$ имеет две зависимости (рис. 1).

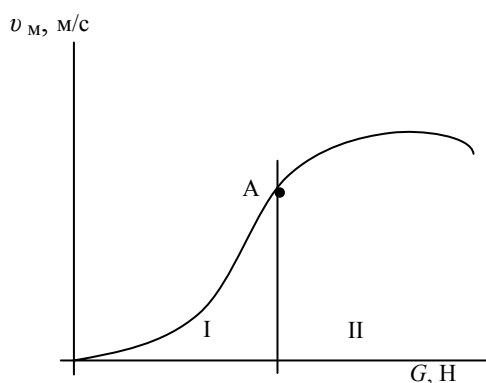


Рис. 1. $v_M=f(G)$

Участок I:

$$v_M = \frac{G^2 nkB}{D}, \quad (1)$$

где k – постоянный коэффициент:

$$k = \frac{1,82(1-\mu^2)}{10\pi}, \quad (2)$$

B – коэффициент, зависящий от конструкции долота:

$$B = \frac{\eta}{aR_d R_{III}}; \quad (3)$$

D – коэффициент, характеризующий разбуриваемую породу:

$$D = \frac{K}{EA_{уд.з}^1}. \quad (4)$$

Участок II:

$$v_M = b_2 G^2 + b_1 G + b_0, \quad (5)$$

где b_2, b_1, b_0 – показатели, характеризующие объект, породоразрушающий инструмент-забой скважины.

Как видно из рис. 1, на участке II форма механической скорости имеет вид обратной параболы, следовательно, показатель $b_2 < 0$. При $G=0$ скорость бурения должна быть $v_M=0$, как на I, так и на II участках. Таким образом, выражение (5) будет иметь вид:

$$v_M = -b_2 G^2 + b_1 G \quad (5a)$$

при $b_2 > 0$ и $b_1 > 0$.

Исследуя зависимости (1) и (5a) на экстремум дифференцированием механической скорости проходки по нагрузке и приравняв к нулю $\left(\frac{\partial v_M}{\partial G} = 0\right)$, получаем, что на участке I экстремум находится при $G=0$, что не позволяет оптимизировать по этому показателю на этом участке. На участке II:

$$G_V = \frac{\Gamma}{2B}, \quad (5b)$$

где G_V – нагрузка на долото, при которой v_M – max, H.

Дифференциал второго порядка по усилию на долото выражения (5a) показывает, что в данной точке находится максимум, так как выполняется условие $\frac{\partial^2 v_M}{\partial^2 G} < 0$.

Полученные аналитические результаты исследования функции $v_M=f(G)$ на экстремум подтверждаются экспериментально (см. рис. 1).

Для определения максимума проходки на долото h необходимо определиться с функцией износа породоразрушающего инструмента, то есть определить время работы долота в забое до полной его отработки.

В некоторых работах [1] функция износа представлена в виде

$$\Psi = e^{-\kappa t}, \quad (6)$$

где κ – показатель, характеризующий темп снижения механической скорости бурения во времени, который зависит от нагрузки на долото, скорости вращения инструмента и физико-химических свойств породы; t – время полной отработки породоразрушающего инструмента на забое, с.

Поскольку преобладающее разрушение на забое происходит при сжатии породы, следовательно, зубцы шарошки испытывают циклические нагрузки с одинаковой амплитудой без трения. Это условие справедливо при разбурировании породы с неизменными физико-химическими свойствами и постоянным усилием на инструмент. Увеличение и уменьшение усилия или переход в другой пласт приводят к изменению амплитуды циклической нагрузки, что влияет на интенсивность износа породоразрушающего инструмента, так как износ инструмента происходит вследствие усталостного разрушения зубьев и подшипников шарошки.

Используя достижения триботехники [2, 3] в области усталостного разрушения, можно представить показатель κ следующим образом:

$$\kappa = LGn, \quad (6a)$$

где L – коэффициент, постоянный для данного долота и породы.

Выражение (6) примет вид:

$$\Psi = e^{-LGnt}. \quad (6b)$$

Проходка на долото это есть интеграл механической скорости бурения по времени:

$$h = \int_0^t v(t) dt,$$

где $v(t)$ – механическая скорость бурения на протяжении времени работы долота в забое:

$$v(t) = v_{MK} e^{-LGnt}. \quad (7)$$

Для определения проходки одним долотом до полного его износа необходимо знать время отработки t_6 :

$$t_6 = \frac{\ln V_0 - \ln V_{MK}}{LGn}, \quad (8)$$

где v_{MK} – конечная скорость бурения, м/с.

Замену долота осуществляют при уменьшении скорости проходки относительно его первоначальной скорости в начале работы на забое в i раз. Показатель уменьшения скорости i задается оператором. С уче-

том выражений (7) и (8) проходка будет иметь вид:

$$h_{II} = \int_0^{t_6} v_M e^{-LGnt_6} dt_6 = \frac{V_M}{L \cdot n} \left(1 - \frac{1}{i}\right), \quad (9)$$

где h_{II} – проходка для определенного типа долота, м.

Исследуем функцию $h_{II}=f(G)$ на экстремум для I участка, подставляя (1) в выражение (9), и продифференцируем по нагрузке на долото:

$$\frac{dh_{II}}{dG} = -\frac{kB}{DL} \left(1 - \frac{1}{i}\right) \neq 0. \quad (10)$$

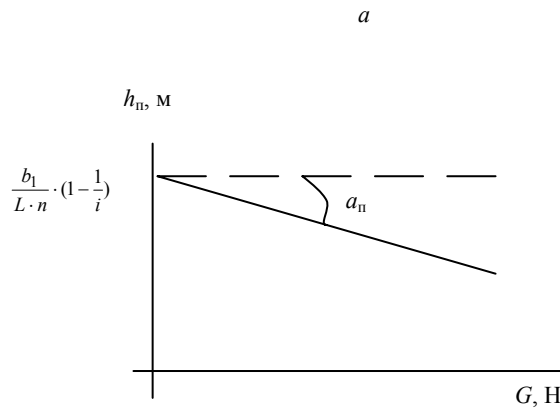
Поскольку не соблюдается условие $\frac{\partial h_{II}}{\partial G} = 0$, то можно сделать вывод, что на участке I проходка на долото не имеет экстремума, следовательно, при работе на этом участке оптимизация по данному показателю невозможна.

Таким же образом исследуем выражение (9) на экстремум для II участка:

$$\frac{dh_{II}}{dG} = -\frac{b_2}{Ln} \left(1 - \frac{1}{i}\right) \neq 0. \quad (10a)$$

Так же, как и на участке I, на участке II экстремума не наблюдается, поскольку не выполняется условие $\frac{\partial h_{II}}{\partial G} = 0$. И, следовательно, при работе на участке II параметр проходки на долото не подлежит оптимизации.

Чтобы сделать вывод о целесообразности оптимизации процесса бурения по технологическому показателю «проходка на долото h_{II} », рассмотрим характер его изменения от нагрузки G на обоих участках.



б

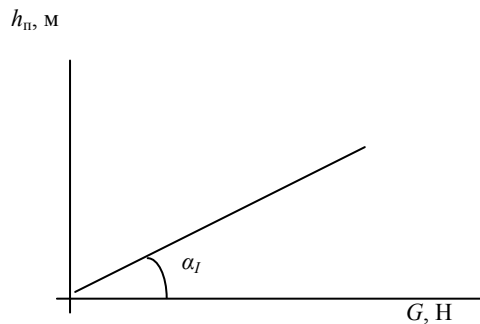


Рис. 2. $h_{II}=f(G)$ на участках I – а и II – б

Проходка участка I:

$$h_{\text{II}} = \frac{GkB}{DL} \left(1 - \frac{1}{i}\right), \quad (11)$$

где α_I – угол наклона функции $h_{\text{II}} = f(G)$ на участке I:

$$\operatorname{tg} \alpha_I = \frac{kB}{DL} \left(1 - \frac{1}{i}\right).$$

Проходка участка II:

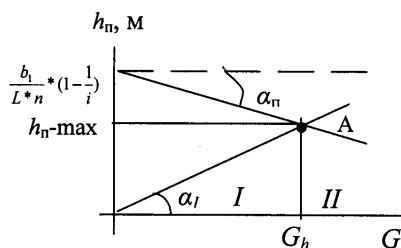
$$h_{\text{II}} = \frac{GkB}{DL} \left(1 - \frac{1}{i}\right), \quad (11a)$$

где α_{II} – угол наклона функции $h_{\text{II}} = f(G)$ на участке II:

$$\operatorname{tg} \alpha_{\text{II}} = -\frac{b_2}{Ln} \left(1 - \frac{1}{i}\right).$$

Анализируя рис. 2, a , \bar{b} , получаем, что в точке перехода (точка А на рис. 1) с участка I на участок II проходка имеет максимальное значение, когда механическая скорость проходки обоих участков:

$$\frac{G^2 nkB}{D} = -b_2 G^2 + b_1 G,$$



где G_h – нагрузка на долото, при которой $h_{\text{II}} = h_{\text{II}} - \max$, Н.

Рис. 3. $h_{\text{II}} = f(G)$

$$G_h = \frac{b_1 D}{nkB + b_2 D}. \quad (12)$$

Выводы

1. Функция $v_m = f(G)$, представленная на рис. 1, характерна для всех буримых пород, следовательно, экстремум механической скорости проходки существует для каждой породы:

$$G_V = \frac{\Gamma}{2B}.$$

2. Оптимизировать процесс бурения по показателю механической скорости проходки возможно в ходе всего бурения скважины, при условии, что нагрузка на долото для работы на $v_m - \max$ меньше максимально допустимой для данного долота.

3. Функция $h_{\text{II}} = f(G)$ имеет экстремум на пересечении участков I и II (см. рис. 3), когда скорости проходки этих участков равны:

$$G_h = \frac{b_1 D}{nkB + b_2 D}.$$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беликов В. Г. Рациональная обработка и износостойкость шарошечных долот. М.: Недра, 1972.
2. Буше Н. А. Трение, износ и усталость в машинах. Транспортная техника. М.: Транспорт, 1987.
3. Гаркунов Д. Н. Триботехника. М.: Машиностроение, 1989.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ КОМПРЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПНЕВМОХОЗЯЙСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

*МИНЯЕВ Ю. Н., УГОЛЬНИКОВ А. В.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

Во многих отраслях промышленности наряду с электрической энергией широко используется пневматическая энергия, или энергия сжатого воздуха.

На металлургических и машиностроительных предприятиях сжатый воздух применяется для дутья в доменные печи, при производстве чугуна и стального литья, а также поковок и штамповок.

В механосборочном производстве сжатый воздух используется для привода различных ручных машин и механизмов и для других вспомогательных целей. Поэтому многие промышленные предприятия являются крупными потребителями пневматической энергии, на производство которой расходуется значительное количество электроэнергии. Так, ОАО «Уралмаш», являющийся одним из крупнейших заводов тяжелой промышленности, расходует около 10 % потребляемой электроэнергии на производство сжатого воздуха.

Но вместе с тем пневматическая энергия имеет ряд серьезных недостатков. И прежде всего – это высокая стоимость ее по сравнению с электрической энергией, что объясняется большими потерями в компрессорах, в пневмосетях и в пневмоприемниках.

Учитывая широкое применение пневматической энергии во всех отраслях промышленности, следует снижать ее стоимость, разрабатывая и реализуя энергосберегающие проекты при производстве, распределении и применении сжатого воздуха на промышленных предприятиях.

Для осуществления конкретных мер, направленных на сокращение прямых энергозатрат и снижение материально-технических ресурсов при использовании пневматической энергии, предлагаются следующие мероприятия.

1. Модернизация системы воздухораспределения поршневых компрессоров

Воздухораспределительные органы-клапаны являются важнейшими узлами поршневых компрессоров, работой которых определяются как технико-экономические, так и термодинамические показатели машин. Кроме того, клапаны в значительной степени влияют на надежность компрессора в целом, так как остановки машин из-за их поломок составляют более половины от общей их суммы.

Разработанные в УГГА прямоточные клапаны СГИ имеют по сравнению с широко применяемыми кольцевыми и прямоточными ПИК следующие преимущества:

- повышают производительность компрессоров и снижают удельный расход потребляемой энергии до 10 %;
- более надежны и долговечны;
- конструктивно просты и обладают высокой ремонтпригодностью.

2. Перевод поршневых компрессоров на режим работы без смазки

Для смазки цилиндрико-поршневой группы компрессоров требуется специальное компрессорное масло, обладающее специфическими свойствами по сравнению с обычными промышленными маслами. Кроме того, из-за образования нагаромасляных отложений на стенках рубашек цилиндров и трубок холодильников, системы охлаждения компрессоров не обеспечивают необходимое охлаждение сжатого воздуха.

Для устранения этих недостатков предлагается переводить поршневые компрессоры на режим работы без смазки цилиндров и сальников. Для реализации этого предложения произведен расчет основных элементов: опорных сегментов поршней, уплотнительных и сальниковых колец для оппозитных компрессоров общего назначения.

Кроме того, разработаны технология изготовления этих элементов, рабочие чертежи необходимых деталей из композиционных материалов на основе фторопласта и приспособлений для их изготовления.

Перевод поршневых компрессоров на режим работы без смазки по сравнению с существующими системами смазки даст следующие преимущества:

- снизится потребность в смазочном масле и энергии;
- увеличится межремонтный период компрессоров;
- снизятся затраты на ремонт компрессоров;
- повысится безопасность работы компрессоров.

3. Децентрализация при снабжении пневматической энергией шахтных потребителей сжатого воздуха

Традиционная схема обеспечения сжатым воздухом всех шахтных пневмоприемников предполагает устройство централизованной компрессорной станции, расположенной на дневной поверхности, как правило, не слишком далеко от ствола шахты.

При этом она оборудована стационарными, в основном поршневыми и центробежными компрессорами большой производительности, эксплуатация которых требует постоянного наблюдения и обслуживания.

Шахтная пневматическая сеть является соединительным звеном между компрессорной станцией, вырабатывающей сжатый воздух, и горными машинами и механизмами с пневмоприводом – потребителями сжатого воздуха. На шахтах, где широко используется пневматическая энергия для приводов забойных и проходческих машин, общая протяженность сети может достигать десятков километров. Вследствие динамики горных работ происходит изменение топологии пневмосети и длины ее отдельных участков во времени. Прокладываемый по горным выработкам трубопровод сжатого воздуха эксплуатируется в неблагоприятных условиях, характеризующихся высокой влажностью окружающего воздуха, вызывающей высокую коррозию труб, а также возможность деформации крепи выработок, на которой монтируются трубы, приводящей к нарушению герметичности их соединений. Кроме того, реальные условия монтажа труб в горных выработках не всегда позволяют выдержать уклон трубопровода, необходимый для сбора конденсата в местах установки водоотделителей.

Все это приводит к тому, что именно пневматические сети являются местом наибольших потерь энергии при эксплуатации шахтных пневмоустановок. Устранение этих потерь может быть осуществлено децентрализацией при снабжении пневматической энергией шахтных потребителей сжатого воздуха.

Для реализации этого предложения были приняты винтовые компрессоры маслозаполненного типа, которые в настоящее время являются наиболее надежными и экономичными при производстве сжатого воздуха. Но применение винтовых компрессоров в подземных условиях потребовало провести целый ряд организационно-технических мероприятий.

Рассмотрев материалы экспертизы промышленной безопасности и акт эксплуатационных испытаний винтовых компрессоров, Госгортехнадзор России выдал разрешение на применение винтовых воздушных компрессоров 6ВВ-25/9 и 6ВВ-32/7, изготавливаемых ОАО «Казанькомпрессормаш» в подземных условиях шахт ОАО «СУБР». При этом камеры для размещения компрессоров должны быть оборудованы вентилятором местного проветривания, включение которого должно предшествовать включению компрессоров.

С учетом вышеуказанного замечания два винтовых компрессора 6ВВ-32/7 эксплуатируются уже в течение года на шахте 14-14 бис, гор. – 740 м ОАО «СУБР». Поскольку эти компрессоры установлены вблизи шахтных пневмоприемников, практически отсутствуют гидравлические и объемные потери энергии при транспортировании сжатого воздуха, составляющие до 40 % при централизованном воздушноснабжении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фролов П. П., Дмитриев В. Т. Прямоточные клапаны СГИ на поршневых компрессорах: Информационный листок № 89-49. Свердловск: Свердловский центр НТИ, 1989.
2. Миняев Ю. Н., Холодников Ю. В. Перевод поршневых компрессоров на режим работы без смазки: Информационный листок № 410-91. Свердловск: Свердловский центр НТИ, 1991.
3. Фролов П. П., Миняев Ю. Н., Мних Н. Г., Жильбин Н. Г. Радиаторные установки естественного охлаждения // Цветная металлургия. 1990. № 5. С. 64-65.
4. Миняев Ю. Н. Энергетические потери в пневмосетях рудничных компрессорных установок // Известия УГГГА. Вып. 16. Серия: Горная электромеханика. 2003. С. 44-47.
5. Исрапилов Р. Б., Хронусов Г. С., Миняев Ю. Н. Планирование режимов работы компрессорных установок в условиях ограничения электропотребления // Цветная металлургия. 1991. № 6. С. 103-108.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ВЫШЕ 6 КВ

МАЖЕНЬИЙ Е. В., КАРЯКИН А. Л.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

Вопросы рационального использования топливно-энергетических ресурсов являются на нынешнем этапе развития энергетики являются одними из наиболее актуальных. Для достижения максимальной эффективности их использования необходимо рассматривать всю цепочку производства и потребления энергии, начиная от добычи первичных энергоносителей и их транспортировки к местам переработки в наиболее универсальный вид энергии – электроэнергию и кончая использованием ее у потребителей. Возможности для снижения расхода энергоресурсов имеются на всех этапах. По расчетам специалистов, в настоящее время лишь 30 % содержащейся в энергоресурсах потенциальной энергии доходит до конечных потребителей и расходуется в качестве «полезной энергии».

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – важная составляющая общего комплекса энергосберегающих мероприятий. Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции, поэтому потери электроэнергии при ее передаче неизбежны, задача состоит в определении их оптимального уровня и подделании фактических потерь на этом уровне.

При рассмотрении вопросов снижения потерь электроэнергии в сетях следует иметь в виду, что снижение потерь является не самоцелью, а одним из аспектов более общей проблемы повышения экономичности работы энергосистем и народного хозяйства в целом. Почти всегда снижение потерь соответствует повышению экономичности работы энергосистемы, однако существуют случаи, когда эти цели не совпадают. В частности, иногда бывает выгодно пойти на некоторое увеличение потерь, если при этом достигается снижение нагрузки электрических станций, работающих на дефицитном или дорогостоящем топливе, увеличение бесперебойности энергоснабжения или повышение качества электроэнергии.

Структура потерь электроэнергии

Для того чтобы понять важность определения электрических потерь расчетным методом, рассмотрим структуру потерь:

Фактические потери определяют как разницу между электроэнергией, отпущенной в сеть с шин электростанций, и суммой электроэнергии, оплаченной потребителями и израсходованной на производственные нужды энергосистемы. Из этого следует, что величина потерь включает в себя не только технические потери, характеризующие техническое состояние сетей и режимы их работы, но и ту часть, которая обусловлена неточностью определения ее составляющих. Причем если неточности определения энергии отпущенной с шин электростанции и израсходованной на нужды энергосистемы зависят лишь от погрешностей приборов учета электроэнергии (измерительные погрешности), то неточность определения электроэнергии, оплаченной потребителями, зависит и от наличия потребителей без счетчиков (безучетные потребители).

Фактическое значение технических потерь может быть установлено только расчетом. Зная значение технических потерь, можно определить коммерческие потери, которые определяются как разность между полными фактическими потерями и техническими потерями. А технические потери, в свою очередь, должны быть экономически обоснованными, т. е. разница между фактическими техническими потерями и оптимальными техническими потерями, которые можно получить в результате ряда мероприятий по их снижению, должна быть минимальной.

Оптимальные технические потери электроэнергии получаются, как было сказано выше, расчетным путем. Оптимальные потери не являются постоянной величиной, которую можно определить 1 раз и затем использовать в качестве цели. Потери, которые были определены на стадии разработки схемы развития энергосистемы, соответствуют прогнозируемым нагрузкам, на основании которых выполняются все проектные расчеты. В период эксплуатации реальные нагрузки будут несколько отличаться от расчетных, поэтому значение, определенное для текущего расчетного периода времени, будет отличаться от его значения, определенного на стадии проектирования, а из-за роста нагрузок со временем приводит к изменению величины полных потерь, а следовательно, и технически обоснованных потерь. Поэтому оптимальные потери могут быть представлены в виде ряда значений, каждое из которых соответствует своему расчетному периоду (обычно году). Весь ряд этих значений должен корректироваться по мере уточнения данных о нагрузках и схемах на перспективу.

Типы расчетов потерь электроэнергии

Расчеты потерь электроэнергии подразделяют на три вида: ретроспективные, оперативные и перспективные.

Ретроспективные расчеты (определение потерь электроэнергии за прошедшие интервалы времени) выполняют:

для определения структуры потерь в различных элементах сети;

оценки коммерческих потерь электроэнергии;

выявления элементов (групп элементов) с повышенными потерями электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению;

определения фактической эффективности уже внедренных мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

составления балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям и разработки мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;

определения технико-экономических показателей энергосистемы;

проведения финансовых расчетов с потребителями и другими энергосистемами за потери электроэнергии в линиях и трансформаторах, не учитываемые счетчиками электроэнергии.

Оперативные расчеты (определение потерь электроэнергии за текущие интервалы времени) выполняют:

для контроля за текущими значениями потерь электроэнергии и их изменением во времени;

оперативной корректировки режимов и схемы электрической сети с целью минимизации потерь электроэнергии;

составления балансов мощности по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям с целью контроля за соблюдением лимитов по мощности;

определения ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;

формирования базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

Перспективные расчеты (определение ожидаемых потерь электроэнергии для расчетных интервалов времени в будущем) выполняют:

для определения ожидаемых потерь электроэнергии на следующий и дальнейшие годы;

оценки ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

Из перечисленного выше можно выделить две основные задачи расчетов потерь, наиболее часто применяемые на практике: выбор мероприятий по снижению потерь и обоснование планового значения потерь.

Методы расчетов

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети за расчетный период для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы:

1. Метод поэлементных расчетов:

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2.$$

Метод заключается в определении потерь в каждом элементе сети, исходя из того, что известны его параметры (в частности, сопротивление R_i) и известна токовая нагрузка I_{ij} , снимаемая с определенной периодичностью Δt с датчиков тока. Точность этого метода зависит от точности определения характеристик элемента, которые могут изменяться в зависимости от таких факторов, как, например, температура, влажность и т. п., класса точности датчиков тока, и частоты считывания показаний с датчиков (чем она выше, тем выше точность).

Этот метод рекомендуется для расчета отдельных линий и трансформаторов, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков.

2. Метод характерных режимов:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n P_i t_i,$$

при котором период потребления электроэнергии раскладывается на режимы продолжительностью t_i часов. Принимая мощность в каждом режиме постоянной, определяют потребленную за это время мощность, а затем и суммарную мощность всего периода.

Метод характерных режимов рекомендуется для расчета потерь в системообразующей и транзитной сетях при наличии телеинформации о нагрузках узлов, периодически передаваемой в вы-

числительный центр энергосистемы. Оба метода — поэлементных расчетов и характерных режимов — основаны на оперативных расчетах потерь мощности в сети или ее элементах.

3. Метод характерных суток:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{н}i}^c D_{\text{э}ki},$$

где период потребления электроэнергии разделяется на характерные сутки, это сутки, в которых потери электроэнергии рассчитываются по известным графикам нагрузки в узлах сети. Основной особенностью этого метода является то, что практически полностью исключается погрешность, вызываемая неоднородностью нагрузок различных узлов.

4. Методы числа часов наибольших потерь τ :

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \tau,$$

где P_{max} — потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

Метод характерных суток и числа часов наибольших потерь может использоваться для расчета потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше, самобалансирующихся энергосистем и в разомкнутых сетях 6—150 кВ.

5. Метод средних нагрузок:

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{cp}} k_{\phi}^2 T,$$

где k_{ϕ} — коэффициент формы графика нагрузки.

Метод средних нагрузок применим при относительно однородных графиках нагрузки узлов. Он предпочтителен для разомкнутых сетей 6—150 кВ при наличии данных об электроэнергии, пропущенной за рассматриваемый период по головному участку сети. Отсутствие данных о нагрузках узлов сети заставляет предполагать их однородность.

6. Статистический метод использует регрессионные зависимости потерь электроэнергии от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей.

Методы 1-5 предусматривают проведение электрических расчетов сети при заданных значениях параметров схемы и нагрузок, их еще можно назвать схемотехническими.

Статистический метод не предусматривает электрического расчета сети. Потери электроэнергии рассчитывают на основе устойчивых статистических зависимостей потерь от обобщенных параметров сети, например суммарной нагрузки, суммарной длины линий, числа подстанций и т. п. Сами же зависимости получают на основе статистической обработки определенного количества схемотехнических расчетов, для каждого из которых известны рассчитанное значение потерь и значения факторов, связь потерь с которыми устанавливается.

Статистический метод используют для оценки суммарных потерь в сети. Он не позволяет наметить конкретные мероприятия по снижению потерь, однако его применение на множестве объектов, например линий 6—10 кВ, позволяет с большой вероятностью выявить те из них, в которых находятся места с повышенными потерями. Это дает возможность сильно сократить объем схемотехнических расчетов, а следовательно, и уменьшить трудозатраты на их проведение. Это особенно важно при расчете и анализе потерь в сетях 6—20 и 0,38 кВ, т. к. эти сети могут быть достаточно разветвленными и сбор оперативных данных может оказаться затруднительным, а этот метод поможет избавиться от определения оперативных данных в энергоэффективных сетях.

При проведении схемотехнических расчетов ряд исходных данных и результаты расчетов могут представляться в вероятностной форме, т. е. доверять которым можно в некоторой степени. В этих случаях, как и при использовании статистического метода, применяется аппарат теории вероятностей.

Для максимально точного и быстрого проведения расчета в наше время, в век прогресса и новых технологий, применяются различные программы для ЭВМ.

К различным сетям применимы различные методы расчета потерь электроэнергии.

Транзитные сети

Трудности расчета потерь электроэнергии в транзитных сетях обусловлены значительными изменениями передаваемой по ним мощности, слабо прогнозируемыми на длительные интервалы времени. Это затрудняет использование в расчетах интегральных или усредненных характеристик режимов (электроэнергии, переданной за рассматриваемый период, средних нагрузок и т. п.). Единственным способом получения результата с приемлемой точностью являются оперативные расчеты потерь мощности по данным телеизмерений нагрузок и текущее их суммирование. Поэтому для расчета потерь в транзитных сетях применяется метод поэлементного расчета. Этот метод позволяет рассчитывать нагрузочные потери в сети по данным о токовых нагрузках элементов. Затраты времени ЭВМ на проведение таких расчетов пренебрежимо малы. Программа для ЭВМ разрабатывается с учетом конкретных особенностей энергосистемы.

Погрешности определения потерь методом поэлементного расчета зависят от достоверности сопротивлений R , частоты расчетов (1 раз в час) и продолжительности расчетного периода T . Чем больше частота расчетов, тем более достоверно расчетные потери мощности в определенный момент времени отражают средние ее потери в промежутке между замерами. Чем больше продолжительность расчетного периода, тем меньше погрешность в потерях электроэнергии в связи с частичной компенсацией погрешностей в потерях мощности при их суммировании. Неточности в сопротивлении имеют как систематическую, так и случайную погрешности. Первая определяется неточностью данных о длине линий, вторая – зависимостью сопротивления от атмосферных явлений.

Замкнутые сети 110 кВ и выше и радиальные сети 35-150 кВ

Все методы расчета, применяемые для таких сетей, дают тем большую точность, чем меньше транзитные потоки энергии, передаваемой по рассматриваемой сети, и чем более стабильны графики ее нагрузки. Все методы основаны на результатах измерений графиков нагрузки узлов в дни контрольных замеров и тех или иных допущениях о соотношении этих нагрузок с нагрузками в остальные дни.

Для замкнутых сетей 110 кВ и выше применим метод характерных суток, который предусматривает расчет потерь электроэнергии за контрольные сутки прямым расчетом потерь мощности для каждого часа контрольных суток и определение потерь электроэнергии за определенное количество суток. Это позволяет снизить погрешности при расчете. Но следует помнить, что их погрешность зависит от межсезонной неоднородности графиков нагрузки узлов и постоянства схемы сети. Анализ показал, что для узлов нагрузки с круглогодичным потреблением межсезонная неоднородность мала и незначительно влияет на точность расчета. Межсезонная неоднородность графиков генерирующих узлов бывает значительной. Это обусловливается рядом причин (водностью рек, топливной конъюнктурой, выводом в ремонт оборудования станций и т. п.), приводящих к тому, что соотношение зимнего и летнего графиков нагрузки рассматриваемой станции не соответствует соотношению таких же графиков суммарной нагрузки энергосистемы в целом. Это же относится и к узлам нагрузки с сезонными потребителями. Схема сети также может иметь сезонные изменения. Поэтому в любом случае потери электроэнергии целесообразно рассчитывать для нескольких характерных суток в году, определяя для каждого из них эквивалентную продолжительность.

Радиальные сети 6-20 кВ

Сети 6–20 кВ энергосистем характеризуются относительной простотой схемы каждой линии 6–20 кВ, большим количеством таких линий и низкой достоверностью информации о нагрузках трансформаторов 6–20/0,4 кВ. Перечисленные факторы делают нецелесообразным на данном этапе применение для расчетов потерь электроэнергии в этих сетях методов, аналогичных применяемым в сетях более высоких напряжений и основанных на наличии информации о каждом элементе сети. В связи с этим получили распространение методы, основанные на представлении линий 6–20 кВ в виде эквивалентных сопротивлений.

Для определения нагрузочных потерь в таких линиях необходимо иметь графики активных и реактивных мощностей, потребляемых на головном участке сети. Если графики P и Q на головном участке не регистрируются, коэффициент формы графика придется вычислять, в этом случае возникает незначительная (около 4 %) систематическая погрешность в сторону завышения потерь. Эта погрешность компенсируется систематической погрешностью в сторону занижения потерь, вызываемой определением эквивалентного напряжения, значения которого берутся исходя из замеров только на шинах центральной подстанции (без учета потерь напряжения в линии).

Расчет эквивалентного сопротивления предполагает обработку схемы каждой линии 6–20 кВ (нумерацию узлов, кодирование марок проводов и т. п.). Но вследствие большого числа линий 6–20 кВ такой расчет может быть затруднительным. В этом случае используют регрессионные зависимости, позволяющие определять эквивалентное сопротивление исходя из обобщенных параметров линии: суммарной длины участков линии, сечения провода и длины магистрали, ответвлений и т. п.

В результате расчет радиальных сетей 6–20 кВ данным методом приводит к значительной погрешности, от которой можно избавиться, имея более полную и точную оперативную информацию об участках сети.

Матричный метод

Матричный метод – это метод, позволяющий рассчитать режимы разветвленных сетей. Вручную этот метод будет реализовываться достаточно медленно, но с применением ЭВМ матричный метод позволит значительно упростить и ускорить расчет.

Для любой схемы матрица проводимостей может быть составлена по следующему правилу: диагональные элементы (собственные проводимости) определяют как сумму проводимостей всех отходящих от данного узла ветвей, а внедиагональные (взаимные проводимости) – как взятые с обратным знаком проводимости между узлами, номера которых соответствуют номерам строки и столбца.

Данная физическая интерпретация элементов матрицы узловых сопротивлений позволяет легко составить ее для разомкнутых сетей (без контуров), в которых путь передачи нагрузки от центра питания до любого узла определяется однозначно. Собственные узловые сопротивления определяются как сумма сопротивлений всех участков, связывающих рассматриваемый узел с центром питания, а взаимные сопротивления – как сумма сопротивлений участков, входящих в цепь питания как узла i , так и узла j .

При помощи таких матриц можно выявить участки сети как с наибольшими потерями, так и с наименьшими. При реализации этого метода в ЭВМ облегчается задача выбора направления и мероприятий по снижению потерь в электрических сетях.

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ЭКСКАВАТОРОВ-ДРАГЛАЙНОВ

САГДЕЕВ Г. М., КАРЯКИН А. Л.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

Критерии оценки нагрева электрических машин

Тепловые ограничения играют решающую роль при эксплуатации современных электрических машин. Нагрев лежит в основе многообразных термохимических, термофизических и термомеханических явлений, которые могут угрожать жизнеспособности конструкции. При этом опасность немедленного или отсроченного повреждения машины связана не только с уровнем достигнутой температуры, но и с пространственными температурными градиентами, длительностью и частотой температурных воздействий, скоростью нагревания или охлаждения и т. п. Особенно остро этот вопрос стоит для высокоиспользованных машин с интенсивным охлаждением, поскольку опасность тепловых перенапряжений возрастает вместе с повышением удельных нагрузок.

Целью данной работы является оценка теплофизических процессов, происходящих в машинах главных приводов экскаваторов-драглайнов. Известно, что наиболее перегреваемой частью электрической машины является зубцовая зона якоря. В общем случае нас интересует картина теплового поля якоря во времени ($\vartheta_m = f(t)$) в ходе процесса экскавации драглайном горной массы.

Сложность оценки температурных полей экскаваторных электрических машин заключается в том, что они почти всегда являются нестационарными вследствие интенсивного повторно кратковременного режима работы привода. Неустановившиеся тепловые процессы в электрических машинах характеризуются изменением температуры активной зоны, непостоянством тепловых потоков и несбалансированностью выделяющихся в машине в течение заданного отрезка времени (и отводимых охлаждающей средой) количеств теплоты. В тепловом отношении электрическая машина представляет собой чрезвычайно сложный объект, имеющий в различных частях разную теплопроводность, источники тепловой энергии в которых распределены неравномерно.

Температура частей электрической машины зависит от температуры охлаждающей среды. В связи с неизбежными колебаниями температуры охлаждающей среды принято тепловую напряженность частей электрической машины характеризовать превышением их температуры над температурой окружающей среды:

$$\Delta\vartheta = \vartheta - \vartheta_{\text{охл}}, \quad (1)$$

где ϑ – температура рассматриваемой части электрической машины; $\vartheta_{\text{охл}}$ – температура охлаждающей среды.

Типичные ситуации, порождающие неустановившиеся тепловые процессы, могут быть довольно разнообразными. Только часть таких ситуаций охватывается стандартной классификацией номинальных режимов работы электрических машин (ГОСТ 183-74). Согласно этому документу, установлены восемь номинальных режимов работы (S1 – S8). Также этим ГОСТом регламентируется максимальная температура нагрева отдельных частей электрических машин, в т. ч. частей, наиболее подверженных к температурным разрушениям – изоляции. В зависимости от класса нагревостойкости изоляции эта температура имеет различные значения, например, для класса А – 105 °С; для F – 155 °С; H – 180 °С.

Наряду с допустимым нагревом электрических машин, установленным ГОСТом, существуют также ограничения, накладываемые производителями электрических машин. Например для машин серии МПЭ производства ОАО «Электросила», устанавливаемых на главных приводах мощных экскаваторов-драглайнов, допустимый нагрев электрической машины на поверхности составляет 80 °С.

При исследовании нестационарных тепловых процессов в электрических машинах в настоящей работе нас, прежде всего, будет интересовать уровень температуры и продолжительность ее воздействия в зубцовой зоне якоря машины постоянного тока экскаваторной серии МПЭ.

Общая классическая теория нагревания

В общем виде дифференциальное уравнение теплопроводности, устанавливающее связь между изменениями температуры в пространстве и во времени и описывающее процесс переноса теплоты внутри тела, для трехмерного нестационарного поля температуры имеет следующий вид:

$$c\rho \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \lambda_x \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} + \lambda_y \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial y^2} + \lambda_z \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial z^2} + p_0, \quad (2)$$

где c – теплоемкость тела; ρ – плотность тела; λ – коэффициент теплопроводности тела; p_0 – удельная мощность (производительность) источника теплоты.

Уравнение теплопроводности для единицы объема тела, охлаждаемого с поверхности будет иметь следующий вид:

$$c\rho \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \lambda \nabla^2 \vartheta + p_0 - \alpha \frac{F}{V} (\vartheta - \vartheta_{\text{охл}}). \quad (3)$$

При рассмотрении конкретного объема V для условий $\nabla \vartheta = 0$, $\vartheta_{\text{охл}} = 0$ получим:

$$Pdt = cGdt + \alpha F \vartheta dt, \quad (4)$$

где $G = \rho V$ – масса тела; $P = p_0 V$ – выделяемые потери; c – теплоемкость; α – коэффициент теплоотдачи; F – площадь поверхности теплоотдачи.

Полученное уравнение легко трактуется, как уравнение теплового баланса, в соответствии с которым выделяющаяся теплота расходуется частично на повышение частично энтальпии* тела, частично отводится в окружающую среду. Решение данного уравнения:

$$\vartheta = \vartheta_y (1 - e^{-\frac{t}{T}}) + \vartheta_0 e^{-\frac{t}{T}} \quad (5)$$

с постоянной времени $T = \frac{cG}{\alpha F}$; при установившейся температуре $\vartheta_y = \frac{P}{\alpha F}$.

Данная модель нагрева электрической машины является довольно приближенной, так как не учитывает влияния многих факторов, присутствующих в процессе теплообмена, однако она пригодна для получения общего представления о теплофизических процессах, происходящих в электрической машине.

Свое развитие классическая теория нагревания и охлаждения электрических машин нашла в трудах И. Ф. Филиппова, Э. И. Гуревича, а также Ю. Л. Рыбина, которые предлагают для анализа теплофизических процессов в электрических машинах использовать систему относительных единиц, основывающуюся на безразмерных параметрах, таких, как критерий Био (Bi), число Фурье (F_0) и т. д.

На самом деле конструктивные части электрических машин представляют собой композиции разнородных тел, среди которых различают активные (тепловыделяющие) и пассивные элементы. Тепловой процесс протекает следующим образом. Температура активного тела повышается за счет аккумулированной в нем теплоты с интенсивностью, ограничиваемой собственной теплоемкостью этого тела. Часть тепла проникает через границу активного и близлежащего к нему пассивного тела и повышает температуру последнего на величину, обратно пропорциональную его теплоемкости. При наличии второго и последующих пассивных тел на повышение их теплосодержания затрачивается разность выделенной теплоты и аккумулированной в первых двух телах. В силу конечной теплопроводности тел в любой момент времени температура каждого последующего тела оказывается ниже, чем температура предыдущего. При этом температурная чувствительность активного тела к собственной теплоемкости является наибольшей, а к теплоемкости присоединенных пассивных тел – в той или иной мере ослабленной.

Отмеченные особенности реальных процессов подлежат учету на основе интегрирования систем уравнений теплопроводности с краевыми условиями, отвечающими той или иной конкретной обстановке.

В последнее время очень широкое распространение получил метод конечных элементов, который повсеместно применяется в решении краевых задач математической физики. Данный метод является базой

* Энтальпия – количество теплоты, переданного системе.

для таких инженерных прикладных программных пакетов для ЭВМ, как MSC/Nastran, Ansys, а также FEM-Lab (в пакете Mat-Lab), что позволяет применять для выполнения расчетов вычислительные машины.

Модель нагрева машины на основе метода конечных элементов

Применение вычислительных машин позволяет определять поле температуры путем решения системы линейных алгебраических уравнений высокого порядка, заменяющих дифференциальное уравнение теплопроводности с произвольной точностью. Чтобы осуществить указанную замену, уравнение теплопроводности сводится к уравнению в конечных разностях (приращениях).

При замене дифференциального уравнения разностным осуществляется переход от непрерывного изменения аргумента к дискретному. В плоскости определения поля температуры (x, y) строится сетка ортогональных прямых (либо другая сетка в зависимости от применяемого метода), находящихся друг от друга на расстоянии h . В узловых точках полученной сетки записываются значения искомой функции ϑ . Полученная система линейных алгебраических уравнений решается методом последовательных приближений.

В данной работе моделируется процесс нагрева зубцовой зоны якоря электродвигателя главного механизма подъема драглайна ЭШ 20.90. Расчет проводился с применением пакета FEM-Lab v. 2.3 фирмы Math-Works, использующего для расчета метод конечных элементов. В качестве исходных данных принималась расчетная геометрия зубцовой зоны машины постоянного тока серии МПЭ-1000-630 производства ОАО «Электросила» (рис. 1), устанавливаемых на экскаваторах-драглайнах, изготавливаемых ОАО «УЗТМ». Машина нагружалась по идеализированной расчетной нагрузочной диаграмме, рассчитанной по общеизвестной методике (рис. 2). Расчет производился по элементам цикла экскавации, причем результаты предыдущего цикла служили входными данными для последующего.

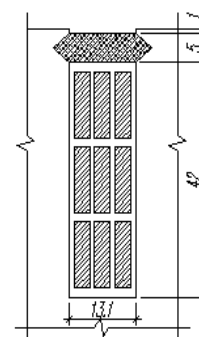


Рис. 1. Геометрия паза ротора расчетной машины

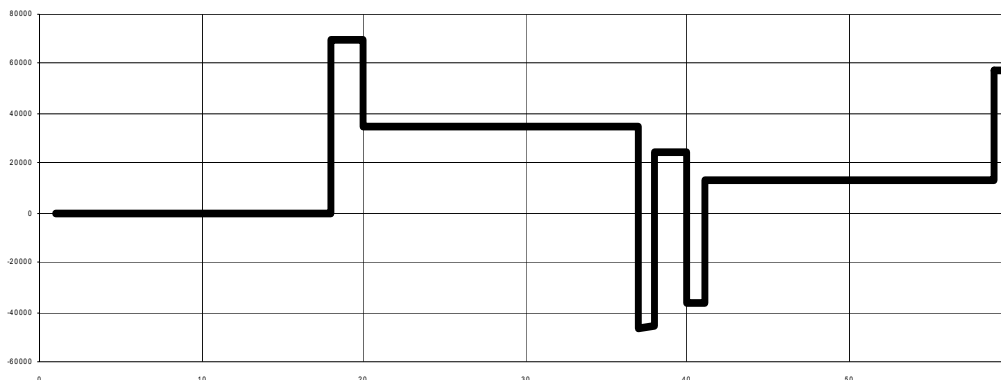


Рис. 2. Идеализированная нагрузочная диаграмма главного механизма подъема драглайна ЭШ 20.90

Для упрощения расчетов и экономии машинного времени приняты следующие допущения:

1. Задача сводится к двумерной плоскопараллельной, т. е. будем игнорировать вариации температуры вдоль сердечника ротора (по оси вала). Такое допущение возможно, так как длина сердечника ротора много больше высоты зубцовой зоны, а также теплопроводность стали вдоль оси вала на порядок меньше, чем поперек оси.
2. В силу симметричности задачи рассматривается элементарный сектор в который входят два паза и два охлаждающих аксиальных канала ротора (рис. 3).
3. Ток в параллельной ветви обмотки ротора принят постоянным, т. е. учтены пульсации тока при переходе щетки от одной коллекторной пластины к другой.
4. Не учитывались изменения горно-технологических условий экскавации, т. е. электродвигатель с каждым циклом экскавации нагружался по одной и той же идеализированной нагрузочной диаграмме.

Расчет производился при следующих начальных и граничных условиях:

1. В начальный момент времени температура всех частей электрической машины равна температуре окружающей среды. За температуру окружающей среды принята температура $\vartheta_{\text{охл.}} = 293,0 \text{ }^\circ\text{K}$.

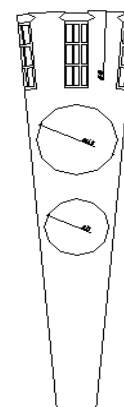


Рис. 2. Расчетный сегмент ротора электродвигателя

Результаты расчета нагрева электродвигателя подъемника драглайна ЭШ 20,90

№ п/п	Наименование операции	t _{опер.} , С	M _{пр.} , Нм	Ω _{зав.} , рад/с	I _{зав.} , А	I _{пер.зет.} , А	R _{пер.зет.} , Ом	Средняя температура			ΔР _{пер.зет.} (Одна шина), кВт	ΔР _{ст.} (перематн.) кВт	Шаг интегрирования, С
								T _{мед.} , К	T _{вент.} , К	T _{сталь.} , К			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

1-й цикл

1	Черпание	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00013480	293,00	293,00	293,00	0,00000	0,0000	0,50
	Отрыв ковша, разгон	2,00	70138,10	0 - 65,48	1983,54	661,18	0,00013480	293,00	293,00	293,00	0,05893	0,0017	0,01
	Подъем	17,40	34198,20	65,48	967,14	322,38	0,00013494	293,26	293,05	293,01	0,01402	0,0033	0,20
	Торможение	0,60	-46001,80	65,48-0	-1300,96	-433,65	0,00013520	293,75	293,10	293,13	0,02543	0,0017	0,05
	Удержание ковша	2,00	24130,20	0,00	682,42	227,47	0,00013520	293,75	293,12	293,13	0,00700	0,0000	0,05
	Разгон на спуск	0,60	-35939,90	0 - (-72,48)	-1016,40	-338,80	0,00013521	293,76	293,13	293,13	0,01552	0,0015	0,05
	Спуск	18,90	12690,20	-72,48	358,89	119,63	0,00013521	293,76	293,14	293,13	0,00193	0,0030	0,10
	Торможение	0,50	57447,80	72,48 - 0	1624,65	541,55	0,00013522	293,77	293,14	293,25	0,03966	0,0015	0,05
	ИТОГ ЗА ЦИКЛ	60,00						293,51	293,09	293,10	0,16249	0,0126	

2-й цикл

2	Черпание	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00013523	293,79	293,15	293,25	0,00000	0,0000	0,50
	Отрыв ковша, разгон	2,00	70138,10	0 - 65,48	1983,54	661,18	0,00013518	293,70	293,14	293,24	0,05909	0,0017	0,01
	Подъем	17,40	34198,20	65,48	967,14	322,38	0,00013531	293,94	293,15	293,25	0,01406	0,0033	0,20
	Торможение	0,60	-46001,80	65,48-0	-1300,96	-433,65	0,00013550	294,30	293,19	293,37	0,02548	0,0017	0,05
	Удержание ковша	2,00	24130,20	0,00	682,42	227,47	0,00013550	294,30	293,19	293,37	0,00701	0,0000	0,05
	Разгон на спуск	0,60	-35939,90	0 - (-72,48)	-1016,40	-338,80	0,00013548	294,27	293,19	293,37	0,01555	0,0015	0,05
	Спуск	18,90	12690,20	-72,48	358,89	119,63	0,00013547	294,25	293,20	293,37	0,00194	0,0030	0,10
	Торможение	0,50	57447,80	72,48 - 0	1624,65	541,55	0,00013546	294,22	293,20	293,48	0,03973	0,0015	0,05
	ИТОГ ЗА ЦИКЛ	60,00						294,10	293,18	293,34	0,16287	0,0126	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3-й цикл													
3	Черпание	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00013546	294,23	293,20	293,48	0,00000	0,0000	0,50
	Отрыв ковша, разгон	2,00	70138,10	0 - 65,48	1983,54	661,18	0,00013540	294,12	293,20	293,48	0,05919	0,0017	0,01
	Подъем	17,40	34198,20	65,48	967,14	322,38	0,00013553	294,35	293,20	293,48	0,01409	0,0033	0,20
	Торможение	0,60	-46001,80	65,48-0	-1300,96	-433,65	0,00013561	294,50	293,21	293,60	0,02550	0,0017	0,05
	Удержание ковша	2,00	24130,20	0,00	682,42	227,47	0,00013559	294,47	293,21	293,60	0,00702	0,0000	0,05
	Разгон на спуск	0,60	-35939,90	0 - (-72,48)	-1016,40	-338,80	0,00013557	294,43	293,21	293,60	0,01556	0,0015	0,05
	Спуск	18,90	12690,20	-72,48	358,89	119,63	0,00013556	294,41	293,22	293,60	0,00194	0,0030	0,10
	Торможение	0,50	57447,80	72,48 - 0	1624,65	541,55	0,00013553	294,36	293,22	293,72	0,03975	0,0015	0,05
	ИТОГ ЗА ЦИКЛ	60,00						294,36	293,21	293,57	0,16305	0,0126	

4-й цикл													
4	Черпание	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00013554	294,37	293,22	293,72	0,00000	0,0000	0,50
	Отрыв ковша, разгон	2,00	70138,10	0 - 65,48	1983,54	661,18	0,00013547	294,25	293,22	293,72	0,05922	0,0017	0,01
	Подъем	17,40	34198,20	65,48	967,14	322,38	0,00013559	294,46	293,23	293,73	0,01409	0,0033	0,20
	Торможение	0,60	-46001,80	65,48-0	-1300,96	-433,65	0,00013581	294,88	293,40	293,84	0,02554	0,0017	0,05
	Удержание ковша	2,00	24130,20	0,00	682,42	227,47	0,00013580	294,86	293,40	293,84	0,00703	0,0000	0,05
	Разгон на спуск	0,60	-35939,90	0 - (-72,48)	-1016,40	-338,80	0,00013577	294,80	293,40	293,84	0,01558	0,0015	0,05
	Спуск	18,90	12690,20	-72,48	358,89	119,63	0,00013576	294,78	293,40	293,84	0,00194	0,0030	0,10
	Торможение	0,50	57447,80	72,48 - 0	1624,65	541,55	0,00013572	294,71	293,41	293,90	0,03980	0,0015	0,05
	ИТОГ ЗА ЦИКЛ	60,00						294,64	293,34	293,80	0,16321	0,0126	

5-й цикл													
5	Черпание	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00013572	294,70	293,41	293,90	0,00000	0,0000	0,50
	Отрыв ковша, Разгон	2,00	70138,10	0 - 65,48	1983,54	661,18	0,00013561	294,50	293,41	293,90	0,05928	0,0017	0,01
	Подъем	17,40	34198,20	65,48	967,14	322,38	0,00013560	294,48	293,41	293,91	0,01409	0,0033	0,20
	Торможение	0,60	-46001,80	65,48-0	-1300,96	-433,65	0,00013557	294,42	293,41	294,02	0,02549	0,0017	0,05
	Удержание ковша	2,00	24130,20	0,00	682,42	227,47	0,00013557	294,42	293,41	294,02	0,00701	0,0000	0,05
	Разгон на спуск	0,60	-35939,90	0 - (-72,48)	-1016,40	-338,80	0,00013557	294,42	293,42	294,02	0,01556	0,0015	0,05
	Спуск	18,90	12690,20	-72,48	358,89	119,63	0,00013557	294,42	293,42	294,02	0,00194	0,0030	0,10
	Торможение	0,50	57447,80	72,48 - 0	1624,65	541,55	0,00013557	294,42	293,42	294,14	0,03976	0,0015	0,05
	ИТОГ ЗА ЦИКЛ	60,00						294,47	293,41	293,99	0,16314	0,0126	

2. Температура внешней поверхности ротора и аксиальных каналов постоянно поддерживается посредством охлаждения воздушным потоком на уровне 293,0 К.

3. На границах среза сегмента якоря машины заданы условия симметрии.

В расчете приняты следующие коэффициенты теплопроводности и теплоемкости материалов якоря электрической машины: медь обмотки – $\lambda_m = 380$ Вт/м К; $C_m = 400$ Вт с/кг К; сталь ротора – $\lambda_{ст} = 36$ Вт/м К; $C_{ст} = 480$ Вт с/кг К; результирующая теплопроводность изоляции класса «F» – $\lambda_{из} = 0,16$ Вт/м К, теплоемкость – $C_{из} = 1200$ Вт с/кг К.

Потери электроэнергии в параллельной ветви обмотки ротора учитывались по следующей формуле:

$$\Delta P_{эл} = I_{пар.в.}^2 R_{пар.в.} \quad (6)$$

В расчете учитывалось изменение сопротивления параллельной ветви обмотки якоря по известной зависимости от температуры.

Потери в стали учитывались по следующим зависимостям. Потери на перемагничивание в зубцовой зоне:

$$\Delta P_z = \left[1,2\sigma_{\Gamma} \frac{f}{100} B_{z2}^2 + 3\sigma_{вх} \left(\frac{f}{100} B_{z2} \right)^2 \right] m_z, \quad (7)$$

где $\sigma_{\Gamma} = 4,4$; $\sigma_{вх} = 5,6$ для слаболегированных сталей; $m_z = 236,24$ кг – масса зубцов якоря двигателя; $B_{z2} = 2,3$ Тл – индукция в зубцовой зоне якоря двигателя; $f = \frac{pn}{60}$, Гц – частота перемагничивания стали якоря двигателя.

Потери на перемагничивание в ярме якоря:

$$\Delta P_a = \left[2\sigma_{\Gamma} \frac{f}{100} B_a^2 + 2,3\sigma_{вх} \left(\frac{f}{100} B_a \right)^2 \right] m_a, \quad (8)$$

где $B_a = 0,9$ Тл – индукция в ярме якоря двигателя; $m_a = 1114,94$ кг – масса ярма якоря двигателя.

Значения потерь на перемагничивание в стали якоря в режимах разгона и торможения двигателя аппроксимировались во времени линейной функцией.

В целом расчетная область модели была разбита на конечные элементы, представляющие из себя треугольники (Лагранжевые элементы второго порядка). Общее число элементов расчетной области составило 10992 элемента. Интегрирование по времени проводилось многошаговым разностным методом переменного порядка (решатель ode15s) с шагом по времени, составляющим не менее 30–40 точек на операцию цикла экскавации. Таким образом, шаг времени выбирался оптимальным вне зависимости от длительности операции экскавации. Исходные нагрузки и пример результата моделирования сведены в таблицу.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В СИСТЕМЕ ВЕКТОРНОГО УПРАВЛЕНИЯ

ЗАЙЦЕВ П. П.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

Энергосбережение, точнее рационализация производства, распределения и использования всех видов энергии, стало в последние 10–15 лет наряду с информатизацией и компьютеризацией одним из основных приоритетных направлений технической политики во всех развитых странах мира. Это связано, во-первых, с ограниченностью, невозобновляемостью всех основных энергоресурсов, во-вторых, с непрерывно возрастающими сложностями их добычи и соответственно стоимостью, в-третьих, с глобальными экологическими проблемами, обозначившимися в последнее время.

Энергосбережение в любой сфере сводится по существу к снижению бесполезных потерь энергии. Анализ структуры потерь в сфере производства, распределения и потребления электроэнергии показывает, что определяющая доля потерь (до 90 %) приходится на сферу энергопотребления, тогда как потери при передаче электроэнергии составляют лишь 9–10 %. Очевидно, что основные усилия по энергосбережению должны быть сконцентрированы именно в сфере потребления электроэнергии.

Структура потребителей электроэнергии выглядит примерно следующим образом: электроприводы – 60 %, электрический транспорт – 9 %, электротермия и электротехнология – 10 %, освещение и прочие потребители – 21 % [1].

По прогнозам специалистов, в начале следующего века доля приводов постоянного тока сократится до 10 % от общего числа приводов [2].

По данным европейских экспертов, стоимость электроэнергии, потребляемой ежегодно средним двигателем в промышленности, в 5 раз превосходит его собственную стоимость. Очевидно, что за время службы двигателя (десять лет) энергетическая составляющая несоизмеримо выше составляющей, связанной с капитальными затратами, в связи с чем забота об оптимизации именно энергетической составляющей является особенно важной [1].

Наибольшее распространение получили электроприводы с двигателями постоянного тока (ДПТ) и асинхронными двигателями (АД) с короткозамкнутым ротором. Причем около 50 % вырабатываемой в мире электроэнергии потребляется асинхронными электродвигателями [3].

Двигатели постоянного тока применяются для регулируемых электроприводов, асинхронные двигатели – в основном для нерегулируемых, 80 % асинхронных двигателей нерегулируемы [4].

Это объясняется, с одной стороны, хорошими регулировочными характеристиками двигателей постоянного тока и наличием коллектора, снижающего его надежность и не позволяющего эксплуатировать ДПТ в агрессивных и взрывоопасных средах, с другой стороны, – простотой конструкции, лучшими массогабаритными показателями, дешевизной, высокой надежностью, но плохими регулировочными характеристиками АД.

Но в настоящее время асинхронная машина рассматривается не только с точки зрения экономии энергии, но и с точки зрения совершенствования управления технологическим процессом, выражающимся в повышении качества выпускаемой продукции, производительности, увеличении надёжности и уменьшении износа элементов электропривода.

Большинство технологических процессов требует регулирования. Это регулирование при нерегулируемом электроприводе осуществляется путем управляемого изменения в самом технологическом процессе, в частности, в насосах, компрессорах, вентиляторах – путем открытия и закрытия заслонок. Путем отказа от регулирования заслонками и путем перехода к регулированию асинхронного двигателя можно достигнуть экономии 50...68 % по сравнению с нерегулируемыми приводами. В связи с таким количеством эксплуатируемых асинхронных двигателей, которые требуют регулирования, весьма актуальным является вопрос повышения экономичности регулируемых асинхронных двигателей [5, 6].

Другой проблемой эксплуатации нерегулируемых асинхронных электроприводов является запуск асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Запуск осуществляется обычно прямым включением на номинальное напряжение. Процесс пуска определяется механическими характеристиками двигателя и нагрузки. При прямом пуске двигателя переменного тока по обмоткам двигателя протекают большие токи, которые при частых пусках могут привести к выходу из строя двигателя вследствие разрушения изоляции обмоток. Разрушение происходит по двум причинам: механические разрушения и снижение изоляционных характеристик из-за превышения допустимой температуры. Первая причина связана с тем, что на обмотки двигателя действуют электродинамические усилия, величина которых пропорциональна квадрату тока. Пусковой ток двигателя в 5...7 раз превышает номинальный, соответственно в 25...49 раз возрастают электродинамические усилия, действующие на обмотки. Они приводят к ослаблению пазовых клиньев и бандажей и механическим перемещениям обмотки в пазовой и лобовых частях, которые разрушают изоляцию. Вторая причина – термическое разрушение изоляции – связана с тем, что при превышении температурой изоляции установленного для неё порога в последней происходят необратимые физико-химические процессы, приводящие к форсированному старению изоляции. Тепловыделение в обмотках пропорционально квадрату величины тока [7, стр. 195]. Кроме того, прямой пуск нарушает нормы качества электроэнергии (ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»). Очевидно, что прямой пуск двигателей – это аварийно опасный режим работы асинхронного двигателя. Согласно статистике, большинство выходов из строя двигателей происходит в процессе пуска.

Применение регулируемых асинхронных двигателей до начала 70-х годов сдерживалось отсутствием тиристорных с малым временем выключения. В начале 70-х годов появились специальные инверторные тиристоры с требуемыми характеристиками, что обусловило появление частотно-регулируемых электроприводов с асинхронными двигателями. Однако удельные массогабаритные показатели и стоимость электропривода с асинхронными двигателями были весьма велики из-за преобразователей напряжения, а по показателям статических и динамических характеристик электроприводы с асинхронными двигателями существенно уступали приводам с двигателями постоянного тока [8]. Последнее десятилетие XX века ознаменовалось значительными успехами силовой электроники. Было освоено промышленное производство биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT), силовых модулей на их основе и других средств. Все это стимулировало разработку новых алгоритмов управления и средств их вычисления.

Известны десятки способов регулирования частот вращения асинхронного электродвигателя. Обратимся к формуле, связывающей угловую скорость ротора с синхронной угловой скоростью и скольжением:

$$\omega_p = \omega_C (1 - s) = \frac{60 f_1}{p} (1 - s). \quad (1)$$

Исходя из формулы (1) принципиально возможны два способа регулирования скорости: регулирование скорости вращения поля статора и регулирование скольжения при постоянной величине ω_0 [7]. Большинство из существующих способов имеет ряд существенных энергетических и динамических недостатков.

В 1971 г. Ф. Блашке [9, 10, 11] предложил новый принцип управления асинхронным двигателем. В соответствии с этим принципом уравнения движения рассматриваются не в стационарной – кларковской системе координат, а в системе координат Парка-Горева, связанной с потокосцеплением ротора. Аналогичная модель [12], независимо разработанная в нашей стране, позволила впервые получить корректное решение задач оптимального частотного управления асинхронными электроприводами с учетом электромагнитных переходных явлений в двигателе. В этой вращающейся системе координат все основные переменные изменяются не по гармоническому закону, а как в двигателе постоянного тока. Это позволило строить системы управления асинхронными двигателями по тем же принципам, что и системы управления ДПТ, в частности по подчиненному принципу. Этот принцип управления АД получил название Field Oriented Control (FOC) (управление по полю машины). В данном аспекте важное значение имеет теория оптимальных процессов в электроприводах переменного тока с частотным управлением как научно обоснованная платформа для оценки их предельных возможностей и создания электроприводов, наиболее полно удовлетворяющих требованиям различных классов рабочих машин современного автоматизированного производства [12].

Как известно, полная управляемость электропривода обеспечивается, если обеспечивается управление электромагнитным моментом двигателя:

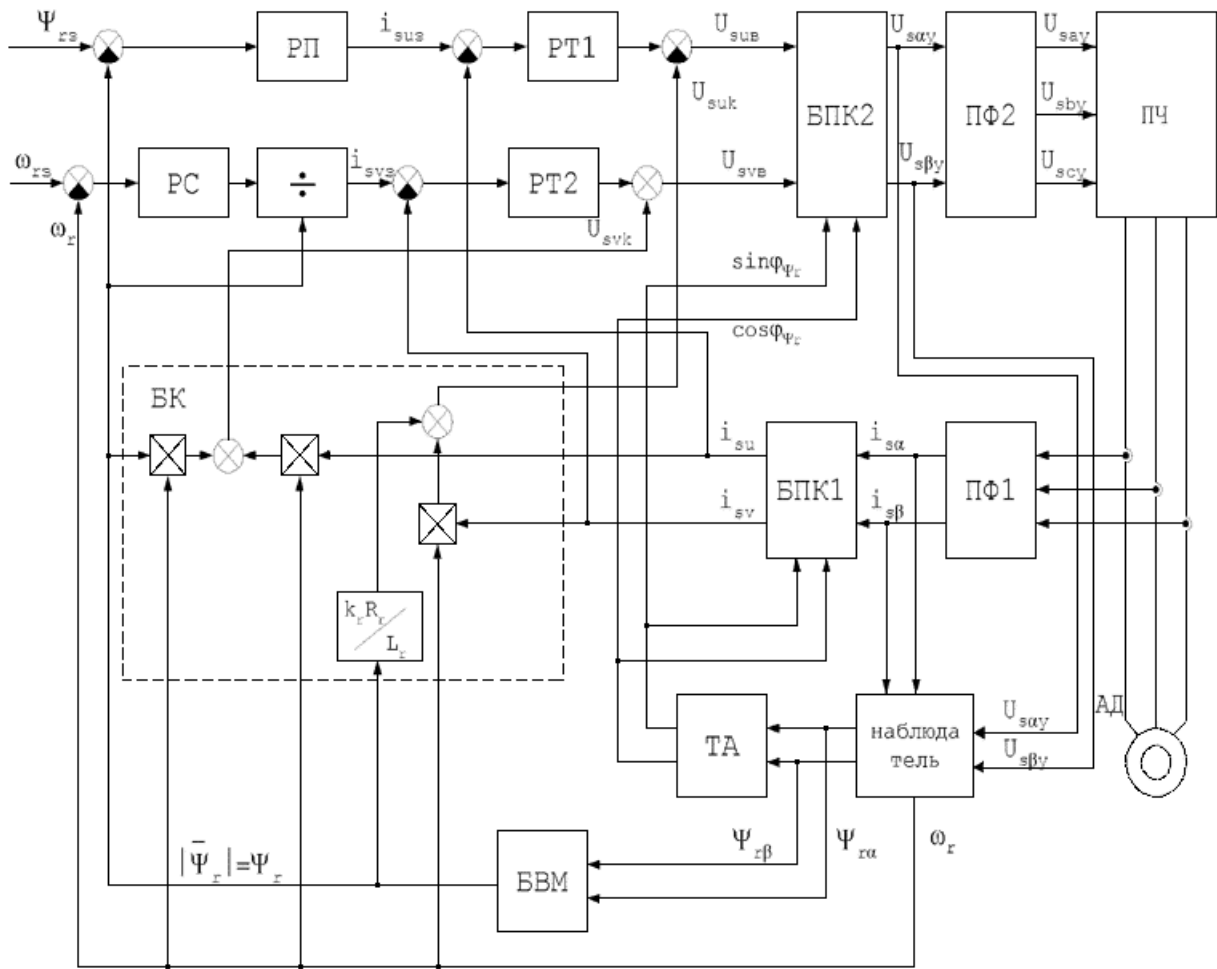
$$m = \frac{3}{2} z_p \frac{L_m}{L_2} (\psi_{2d} i_{1q} - \psi_{2q} i_{1d}) = \frac{3}{2} z_p \frac{L_m}{L_2} \psi_{2d} i_{1q} \Big|_{\psi_{2q}=0} \quad (2)$$

В этом принципе управления все многофазные (чаще трехфазные) переменные (токи, напряжения, потокосцепление) формируют соответствующие векторы, поведение которых рассматривается или в векторном виде, или в проекциях на две оси вращающейся системы координат, например, напряжения и тока статора $u_{s\alpha}, u_{s\beta}, i_{s\alpha}, i_{s\beta}$ в двухфазной неподвижной системе координат α, β . В выражении (2) представлены векторы токов и напряжений в системе координат d, q , вращающейся синхронно с потокосцеплением ротора. Поэтому в русскоязычной литературе этот принцип управления получил название «Векторное управление» (ВУ). Векторное управление теоретически позволяло достигнуть в АД тех же регулировочных характеристик, что и в ДПТ. Однако для реализации векторного управления надо иметь информацию о всем векторе состояния АД. В 70-х годах это предлагалось достигать за счет установки внутри АД датчиков Холла, с помощью которых замерять потокосцепление в воздушном зазоре АД, и тахогенераторов или импульсных датчиков, посредством которых измеряется угловая скорость ротора. Однако установка этих датчиков требовала замены или доработки огромного парка общепромышленных АД, которые не предназначались для регулирования и не были снабжены этими датчиками. Наличие тахогенератора и датчиков Холла существенно ухудшало эксплуатационные характеристики АД по сравнению с ДПТ.

К началу 80-х годов были достигнуты большие успехи в области современной теории управления, которая позволяет оценить неизвестные составляющие вектора состояния. Применение методов современной теории управления позволило, в первую очередь, без специальных датчиков оценить вектор потокосцепления.

Существуют три физические основы для определения скорости ротора: 1) использование тахогенераторов или инкрементных датчиков (последние проще и лучше приспособлены к цифровому управлению), 2) использование противо э.д.с., 3) обработка показаний датчиков тока с целью получения частоты пазовых пульсаций. Применение датчиков скорости вращения ротора позволяет организовать высококачественное и алгоритмически сравнительно простое управление АД. Однако наличие датчиков скорости существенно ухудшает эксплуатационные характеристики электропривода. В связи с этим в последнее десятилетие уделялось большое внимание разработке алгоритмов векторного управления с использованием лишь датчиков тока и напряжения в сети питания АД или, вообще, с использованием лишь датчиков тока. Эта задача намного сложнее по сравнению с управлением с использованием датчиков скорости. Сравнительно простой метод вычисления угловой скорости можно получить с использованием ЭДС АД. Вследствие недостаточной точности простых алгоритмов были разработаны более точные, но более сложные, методы. В них задача решается с помощью различных типов наблюдателей – используются наблюдатели на скользящих режимах, наблюдатель потокосцепления статора, с помощью которого можно вычислить скорость ротора.

Для построения таких устройств необходимо, чтобы объект был наблюдаем, т. е. чтобы существовала принципиальная возможность восстановить вектор не измеряемых координат по вектору координат



Функциональная схема бездатчиковой системы векторного управления с ориентацией по вектору потокосцепления ротора

измеряемых. Физически требование наблюдаемости сводится к тому, чтобы между измеряемой и неизмеряемой переменными существовала взаимосвязь.

Уравнение ротора асинхронного двигателя имеет вид [19]:

$$0 = r_2 i_2^{(dq)} + \frac{d\psi_2^{(dq)}}{dt} + j\omega_2 \psi_2^{(dq)}. \quad (3)$$

В это уравнение в качестве переменной входит неконтролируемый ток ротора. Поэтому из выражения для потокосцепления Ψ_2 найдем вектор тока ротора через проекцию вектора тока статора:

$$i_2^{(dq)} = \frac{\Psi_2^{(dq)}}{L_2} - \frac{L_m}{L_2} i_1^{(dq)}.$$

и заменим его в выражении (3). Тогда, опуская далее индексы системы координат, получим

$$\frac{L_m r_2}{L_2} i_1 = \frac{d\psi_2}{dt} + \left(\frac{r_2}{L_2} + j\omega_2 \right) \cdot \psi_2. \quad (4)$$

Преобразуем уравнение (4) по Лапласу и введем в него электромагнитную постоянную времени ротора:

$$i_1 = \frac{\Psi_2}{L_m} (1 + pT_2 + j\omega_2 T_2); \quad (5)$$

$$i_{1d} + j i_{1q} = \frac{\Psi_2 d}{L_m} (1 + pT_2 + j\omega_2 T_2) \Rightarrow; \quad (6)$$

Тогда потокосцепление ротора и скорость вращения ротора:

$$\Psi_{2d} = i_{1d} \frac{L_m}{(1 + pT_2)}; \quad \omega_2 = i_{1q} \frac{L_m}{T_2 \Psi_{2d}}. \quad (7)$$

Таким образом, с помощью проекции тока статора i_{1d} можно управлять потокосцеплением ротора, и передаточная функция этого канала соответствует апериодическому звену с постоянной времени, равной постоянной времени ротора; а с помощью проекции i_{1q} можно независимо и безынерционно управлять частотой ротора ω_2 .

Подставляя i_{1q} в выражение (2), получим:

$$m = \frac{3}{2} z_p \frac{L_m}{L_2} \Psi_{2d} i_{1q} = \frac{3z_p \Psi_{2d}^2}{2r_2} \omega_2. \quad (8)$$

Следовательно, наблюдатель в системе управления асинхронным двигателем должен описываться основной системой уравнений (7), включая определение неизвестных параметров электрической машины [19].

Характерная бездатчиковая система векторного управления с ориентацией по вектору потокосцепления ротора, использующая идентификатор состояния, описанная в работе, приведена на рисунке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Авербах И. А., Барац Е. И., Браславский И. Я., Ишматов З. Ш.* Электропривод и автоматизация промышленных установок как средство энергосбережения. Екатеринбург, 2002. 26 с.
2. *Козаченко В., А. Соловьев А.* Новые DSP-микроконтроллеры фирмы Analog Devices ADMC300/330 для высокопроизводительных систем векторного управления электроприводами переменного тока// CHIP NEWS. 1998. № 5. С. 16-21.
3. *Хашимов А. А.* Энергосберегающие системы автоматизированного электропривода переменного тока // Электротехника. 1995. № 11. С. 34-39.
4. *Козаченко В. Ф.* Основные тенденции развития встроенных систем управления двигателями и требования к микроконтроллерам // Chip News. 1999. № 1(34). С. 2-9.
5. *Браславский И. Я., Ишматов З. Ш., Барац Е. И.* Принципы построения микропроцессорной системы управления частотно-регулируемым асинхронным электроприводом насоса // Электротехника. 1998. № 8. С. 6-10.
6. *Никитин В. М., Поздеев А. А., Ковалев Ф. И., Шестоперов Г. Н.* Энергосберегающие электроприводы // Электротехника. 1996. №4. С. 52-55.
7. *Копылов И. П.* Электрические машины: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 360 с.: ил.
8. *Дацковский Л. Х., Роговой В. И., Абрамов Б. И., Моцохейн Б. И., Жижин С. П.* Современное состояние и тенденции в частотно-регулируемом электроприводе (Краткий аналитический обзор) // Электротехника. 1996. № 10. С. 18-28.
9. *Blaschke F.* Das Prinzip der Feldorientierung die Grundlage für die TRANSVECTOR - Regelung von Asynchronmaschinen. // Siemens-Zeitschrift. - 1971. Bd.45.H.10 - P. 757-760.
10. *Blaschke F.* The principle of field orientation applied to the new transvector closed-loop control system for rotating field machines. // Siemens - Rev. - 1972. - 39. - P. 217-220.
11. *Рудаков В. В., Столяров И. М., Дартау В. А.* Асинхронные электроприводы с векторным управлением. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 136 с.
12. *Шрейнер Р. Т.* Математическое моделирование электроприводов переменного тока с полупроводниковыми преобразователями частоты. Екатеринбург: УрО РАН, 2000. 654 с.
13. *Усольцев А. А.* Векторное управление асинхронными двигателями // Учебное пособие по дисциплинам электромеханического цикла. СПб, 2002.
14. *Дарьенков А. Б., Марков В. В., Тутов В. Г.* Бездатчиковая система векторного управления с ориентацией по вектору потокосцепления ротора // Электротехника. 2000.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА

*МОРОЗОВ И. Г., науч. руководитель доц. КАРЯКИН А. Л.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

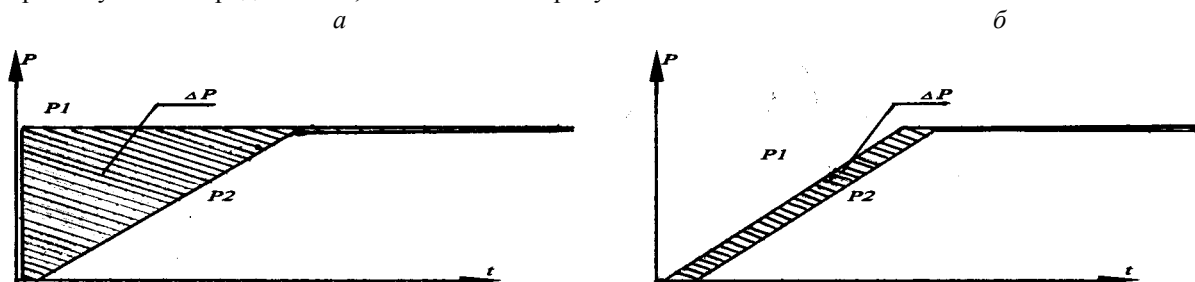
В настоящее время перед горными предприятиями стоит проблема экономии энергоресурсов, таких, как электроэнергия и сжатый воздух в мощных компрессорных установках. Среди различных видов мощных компрессорных установок наиболее экономичными являются турбокомпрессоры [1-4].

Неравномерность загрузки компрессорного агрегата в течение суток обуславливает необходимость регулирования производительности компрессорной установки. Один из экономичных способов – это регулирование скорости вращения приводного электродвигателя. Для приводов мощных турбокомпрессоров используют синхронные и асинхронные электродвигатели высокого напряжения (6, 10 кВ).

На горных предприятиях пуск мощных высоковольтных электродвигателей осуществляют путем включения на номинальное напряжение обмоток статора, при этом компрессорная установка максимально разгружена с помощью задвижек на входном и выходном патрубках. Но регулирование угловой скорости высоковольтного электродвигателя без преобразователя высокого напряжения крайне затруднительно, поэтому до сих пор на горных предприятиях применяют регулирование с помощью задвижек на входном и выходном патрубках, а двигатели работают без остановки длительное время, потому что частые прямые пуски и остановки мощных высоковольтных электродвигателей негативно отражаются на их конструкции (перегрев изоляции большим токами при пуске, повышенное биение у синхронных машин).

В настоящее время зарубежными и отечественными компаниями разработаны высоковольтные статические преобразователи частоты с широтно-импульсной модуляцией, которые регулируют угловую скорость вращения двигателя с помощью изменения частоты питающего напряжения.

Преобразователь частоты (либо устройство плавного пуска) позволяет снизить потери электроэнергии во время пуска электродвигателя, как показано на рисунке.



Потери электроэнергии при прямом (а) и плавном (б) пуске электродвигателя

На рисунке видно, что мощность, потребляемая из сети P1, намного больше мощности на валу двигателя P2. Это связано с большими пусковыми токами. При использовании полупроводникового преобразователя мощность, потребляемая из сети, расходуется в том числе на потери в полупроводниковых силовых элементах.

Чтобы сравнить потери в режимах прямого и плавного пуска, необходимо рассмотреть диаграммы мощностей. Из рисунка видно, что при прямом пуске электродвигателя потери мощности представляет собой треугольник, площадь которого в общем виде

$$\Delta A = \int_{t_0}^{t_{н.п.}} \Delta P(t) dt ; \quad (1)$$

$$\Delta A = \frac{J\omega_0^2}{2}, \quad (2)$$

где ΔP – мощность, потребленная из сети за время пуска электродвигателя.

При плавном пуске потери изображены в виде параллелограмма, площадь которого в общем виде

$$\Delta A_{р0плав} = M_1\omega_0 \frac{J\omega_0}{M_{к.з.}} = \Delta A_{р0пр} 2 \frac{M_1}{M_{к.з.}}, \quad (3)$$

где $M_{к.з.}$ – условный момент короткого замыкания на характеристике с установившимся режимом.

Из приведенных соображений ясно, что при частотном пуске с плавным изменением момента потери в статорной цепи уменьшаются по сравнению с прямым пуском, причем

$$\frac{\Delta A_{r0\text{плав}}}{\Delta A_{r0\text{пр}}} = 2 \frac{M_1}{M_{к.з.}} = 2 \frac{M_1}{\omega_0 \beta}, \quad (4)$$

где M_1 – момент, с которым осуществляется частотный пуск АД; β – жесткость механических характеристик привода на линеаризованном участке.

При приближенном рассмотрении видно, что экономия электроэнергии при плавном пуске составляет более 50 % по сравнению с прямым пуском.

При регулировании скорости высоковольтного электродвигателя с помощью преобразователя частоты экономится не только электроэнергия, но и объем выпускаемого воздуха. Это видно из уравнений подобия

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}, \quad (5)$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3, \quad (6)$$

где Q_1 – объем воздуха при номинальной нагрузке; Q_2 – объем воздуха при минимальной нагрузке; P_1 – мощность на валу турбокомпрессора при номинальной нагрузке; P_2 – мощность на валу турбокомпрессора при минимальной нагрузке.

Таким образом, при использовании высоковольтного преобразователя частоты для управления электродвигателем мощного турбокомпрессора достигается значительная (свыше 50 %) экономия электроэнергии во время пуска и сжатого воздуха в рабочих режимах. Причем без точных вычислений видна явная выгода от использования высоковольтного преобразователя частоты. При его высокой стоимости (140 тыс. евро и выше) период окупаемости составляет менее года.

Рассмотрим это на примере одного турбокомпрессора типа К-500 ООО «Энергоснабжающая компания» ОАО «Уралмашзавод». Воздух турбокомпрессора потребляется только с 7.30 до 16.30, остальное время воздух сбрасывается в атмосферу. Мощность приводного электродвигателя 3150 кВт. Следовательно, 16 часов в сутки турбокомпрессор работает вхолостую, не считая выходных. Стоимость электроэнергии 1,023 руб. / кВт ч. Получаем убыток от перерасхода электроэнергии в месяц 50000 евро. Стоимость преобразователя частоты для двигателя такой мощности 180000 евро. Таким образом, срок окупаемости составляет 3,6 месяца.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ильинский Н. Ф., Козаченко В. Ф. Общий курс электропривода. М: Энергоатомиздат, 1992. 544 с. с ил.
2. Рис В. Ф. Центробежные компрессорные машины. М: Машиностроение, 1964. 336 с. с ил.
3. Фролов П. П., Миняев Ю. Н., Дмитриев В. Т. Энергосбережение при производстве и транспортировании сжатого воздуха // Известия Уральского государственной горно-геологической академии. 2001. № 12. С. 48-53.
4. Шрейнер Р. Т. Математическое моделирование электроприводов переменного тока с полупроводниковыми преобразователями частоты. Екатеринбург: УрО РАН, 2000. 654 с. с ил.

ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ГЛАВНЫХ ПРИВодОВ МОЩНЫХ ЭКСКАВАТОРОВ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

ШАМАЛЬ М. А.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

Одними из основных мероприятий, направленных на повышение эффективности использования электроэнергии, являются мероприятия по повышению производственных показателей за счет совершенствования отдельных технологических процессов, повышению надежности функционирования технологических схем, снижению простоев оборудования. В эту категорию попадают работы по совершенствованию систем технического обслуживания, профилактического осмотра, технической диагностики и ремонта технологического и электротехнического оборудования.

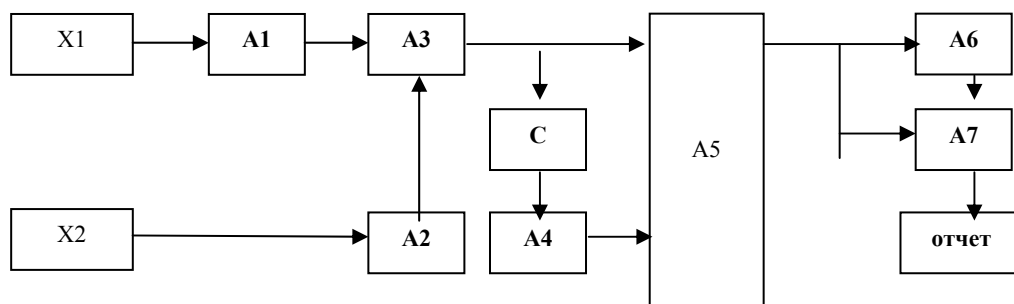


Рис. 1. Структурная схема системы диагностирования

Согласно статистическим данным о неисправностях экскаваторов ЭШ-10/60 и ЭШ-10/70А на предприятиях комбината «Кемеровоуголь», отказы электрооборудования составляют 40 % от всего количества неисправностей. Наибольшая часть отказов электрооборудования происходит из-за повреждения электрических машин главных приводов – 39,4 %. В связи с этим является целесообразным изготовление и внедрение автоматической системы диагностирования технического состояния машин постоянного тока.

Предлагаемая автоматическая система диагностирования технического состояния электрических машин главных приводов мощных экскаваторов решает три задачи [1]:

1. Задача диагностирования – определение технического состояния в настоящий момент времени.
2. Задача прогнозирования – определение технического состояния в некоторый будущий момент времени.
3. Задача генеза – определение технического состояния в некоторый прошлый момент времени.

Структурная схема системы диагностирования приведена на рис. 1. Входными переменными являются векторы X_1 и X_2 . Элементами вектора X_1 являются электрические координаты, температура нагрева диагностируемых элементов, сопротивление изоляции обмоток возбуждения и якорной цепи, а также параметры механических колебаний электрической машины. Элементами вектора X_2 являются дискретные сигналы системы управления главными и вспомогательными приводами экскаватора.

A1 – блок обработки входных переменных обеспечивает фильтрацию элементов вектора X_1 .

A2 – блок обработки специальных сигналов предназначен для формирования событий по значениям элементов вектора X_2 , например, формирование меток времени интегрирования для элементов множества X_1 .

A3 – блок вычисления интегральных показателей по выходным переменным блока A1.

C – матрица показателей прогноза. Данная матрица служит для выделения из общего числа интегральных показателей тех элементов, которые необходимы для процедуры прогнозирования.

A4 – блок прогноза предназначен для определения с известной погрешностью значений переменных в некоторый момент времени в будущем.

A5 – блок формирования конечного числа идентификационных признаков $P = \{p_1, p_2, \dots, p_e\}$ необходим для вычисления вектора, поступающего на вход нейронной сети блока A6.

A6 – идентификатор состояния – это искусственная нейронная сеть, решающая задачу классификации входных векторов.

A7 – выполняет функцию архивации данных, а также формирует отчет о техническом состоянии электрической машины в текущий момент времени.

Особенностью данной системы является применение для решения задач прогнозирования и классификации нейронных сетей. Это обусловлено следующими особенностями нейронных сетей.

Нейронные сети – это метод имитации процессов и явлений, позволяющих воспроизводить сложные зависимости. Нейронные сети по своей природе являются нелинейными. Кроме того, во многих случаях нейронные сети позволяют преодолеть «проклятие размерности», обусловленное тем, что моделирование нелинейных явлений в случае большого числа переменных требует огромного количества вычислительных ресурсов.

Другая особенность нейронных сетей связана с тем, что они используют механизм обучения. Пользователь нейронной сети подбирает представительные данные, а затем запускает алгоритм обучения, который автоматически настраивает параметры сети. При этом от пользователя требуется определенный набор эвристических знаний о том, как следует отбирать и подготавливать данные, выбирать нужную архитектуру сети и интерпретировать результаты.

Объектом диагностирования в данной работе являются электрические машины постоянного тока, мощностью от 400 до 2500 кВт, применяемые в главных приводах экскаватора ЭШ20.90. В электрических машинах выделяются три элемента диагностирования*:

- изоляция обмотки возбуждения и якорной цепи электрической машины;
- коллектор электрической машины;
- подшипниковые узлы электрической машины.

В качестве показателей неисправности диагностируемых элементов можно выделить изменение следующих параметров соответственно:

- сопротивления изоляции обмотки возбуждения и якорной цепи ($\Delta R_{из.о.в.}, \Delta R_{из.я.ц.}$);
- температуры нагрева коллектора (Δt_K);
- температуры нагрева подшипниковых узлов ($\Delta t_{П1,2}$).

Прогнозирование изменения значений этих параметров и сравнение их с критическим значением позволит определить момент возникновения аварийной ситуации. На рис. 2 представлена структурная схема работы блока прогнозирования А4.

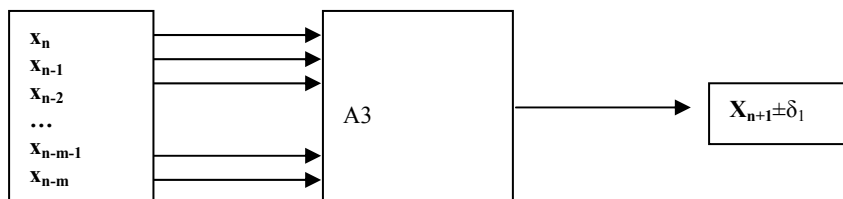


Рис. 2. Структурная схема работы блока прогнозирования

В основе блока лежит искусственная нейронная сеть, которая позволяет с известной погрешностью вычислить неизвестный $n+1$ элемент ряда по n известным предыдущим значениям, где n – число элементов временного ряда.

Возьмем для примера одномерный временной ряд:

$$X = \{x_1, x_2, \dots, x_i, x_{i+1}, \dots, x_n\}. \quad (1)$$

Выделим из (1) $m+1$ последних элементов, где $m \in n$ & $(m+1) < n$, тогда новый ряд можно записать в виде

$$X' = \{x_n, x_{n-1}, \dots, x_{n-m+1}, x_{n-m}\}. \quad (2)$$

Для вычисления неизвестного значения x_{n+1} необходимо сформировать искусственную нейронную сеть с числом входов, равным $(m+1)$, и числом выходов, равным 1, так как на выходе сети нам нужно получить одно значение ($x_{n+1} \pm \delta_1$), где δ_1 – погрешность вычисления для первой итерации. Для того чтобы получить значение $x_{n+2} \pm \delta_2$, где δ_2 – погрешность вычисления для второй итерации, необходимо сдвинуть значения временного ряда, подставив вместо первого элемента значение ($x_{n+1} \pm \delta_1$) и вновь подать на вход сети:

$$X'' = \{x_{n+1} \pm \delta_1, x_n, x_{n-1}, \dots, x_{n-m+1}\}. \quad (3)$$

На этапе синтеза нейронной сети необходимо определить зависимость ошибки вычисления от количества итераций. Вычисление значения x_{n+i} , где $i \in N$ – номер итераций, продолжается до выполнения одного из двух условий:

- а) $x_{n+i} \geq x_{доп} \pm \delta_i$, где δ_i – погрешность вычисления на i -й итерации;
- б) $\delta_i \geq \delta_{доп}$.

Результатом прогнозирования будут являться значения времени наработки электрических машин до достижения предельного значения для каждого из параметров.

Задача определения технического состояния электрической машины решается на основании текущих идентификационных признаков и результатов прогнозирования. В качестве идентификационных признаков можно выделить следующие: загрузка электрической машины по эффективному моменту $M_{эфф} = < M_{номин}$; ско-

рость нарастания тока в якорной цепи $\frac{dI_a}{dt}$; скорость нарастания температуры контролируемых элементов

$\frac{d\theta}{dt}$; максимальное значение температуры нагрева контролируемых элементов $T_{max} = < T_{доп}$; среднее значение

виброускорения за цикл экскавации $a(t)_{ср}$; температура окружающей среды $T, ^\circ C$; запыленность окружающей среды; длительность работы электрической машины за смену t , час и др.

* Технические средства диагностирования: Справочник / Под общ. ред. В. В. Клюева. М.: Машиностроение, 1989.

При наличии достаточного количества идентификационных признаков решение задачи диагностики при помощи искусственной нейронной сети сводится к решению уравнения вида:

$$S_k = F(p_1, p_2, \dots, p_e), \quad (4)$$

где p_j – идентификационные признаки технического состояния механизма, $j \in 1, 2, \dots, e$; S_k – состояния электрической машины, $k \in 1, 2, \dots, q$; F – функциональная зависимость между значениями p_j и S_k , которая определяется свойствами нейронной сети.

В данном случае искусственная нейронная сеть по набору значений идентификационных признаков и результатов прогнозирования соотносит входные векторы к одной из трех групп, соответствующей техническому состоянию электрической машины: нормальное, предаварийное и аварийное состояния.

Основным преимуществом создания системы автоматической диагностики при помощи искусственных нейронных сетей является то, что для разработки системы не требуется построения сложной математической модели объекта, достаточно определить признаки диагностирования, их допустимые значения, грамотно выбрать архитектуру сети и алгоритм обучения. Такой подход к задаче диагностирования позволяет обойти проблемы, связанные с восстановлением зависимостей диагностируемых признаков от входных воздействий, и позволяет расширить возможности технического диагностирования.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

БОРИСОВА Е. Е., СИТНИКОВ Н. Б.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

Одним из основных показателей процесса бурения глубоких скважин в настоящее время являются удельные (на 1 метр проходки) затраты энергии. Этому показателю посвящено значительное количество трудов отечественных исследователей [1, 2, 4]. Многие считают, что «... энергоемкость должна являться одним из критериев оценки целесообразности технологических и технических мероприятий, влияющих на баланс расходования мощности, полноту использования мощности привода и достигнутую скорость бурения» [2].

Основными показателями, влияющими на величину удельных энергозатрат, являются механическая скорость бурения, мощность, доводимая до забоя скважины, проходка на один оборот породоразрушающего инструмента, диаметр скважины и технологические параметры. Все эти показатели и параметры связаны между собой и по-разному влияют на величину удельных энергозатрат. Анализ оптимальных значений показателей процесса бурения и технологических параметров, а также их взаимное расположение в плоскости осевого усилия и угловой скорости вращения помог бы прояснить степень их влияния на величину удельных энергозатрат. Исследование и оптимизация основных показателей процесса бурения первоначально проведем в общем виде, т. е. на основании только функциональных зависимостей без применения формул частного вида. Полученные таким образом результаты и выводы проверим на конкретном числовом примере.

Зависимости основных показателей процесса бурения геологоразведочных скважин от технологических параметров и свойств пары «породоразрушающий инструмент – порода забоя скважины» можно представить следующей системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned} V_0 &= V_0(y_1, y_2 \dots y_k, a_m, \epsilon_n); \\ T &= T(y_1, y_2 \dots y_k, a_m, \epsilon_n); \\ H &= V_0 T; \\ V_p &= H \cdot (T + t_{ec})^{-1} = V_0 T (T + t_{ec})^{-1}; \\ q &= C(T + t_0 + t_1)(V_0 T)^{-1} = C(T + t_2)(V_0 T)^{-1}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $y_1 \dots y_k$ – технологические параметры бурового станка (осевое усилие P , H ; угловая скорость вращения бурового инструмента ω , рад/с; количество и качество бурового реагента, закачиваемого в скважину в единицу времени Q , л/мин; α_r – свойства пары «породоразрушающий инструмент – порода забоя скважины»; β – конструктивные параметры станка (длина свечи, скорость подъема и опускания буровой колонны и т. д.); V_0 – механическая скорость бурения в неизменной породе, м/ч; V_p – рейсовая скорость, м/ч; T – время отра-

ботки породоразрушающего инструмента, ч; $t_{\text{вс}} = t_1$ – время вспомогательных операций, не связанных с процессом бурения:

$$t_2 = t_1 + t_0; \quad t_0 = C_{\text{п}} \cdot C^{-1},$$

$C_{\text{п}}$ – стоимость породоразрушающего инструмента, руб; C – стоимость одного часа работы бурового станка, руб/ч; t_0 – время, в течение которого стоимость бурового инструмента сравняется со стоимостью проката бурового станка, ч.

В результате исследований влияния показателей процесса бурения друг на друга было получено уравнение оптимальности, которое в плоскости режимных параметров P и ω описывает некоторую кривую, названную оптималью. Анализ уравнения оптимальности показывает, что все оптимальные режимы располагаются в плоскости режимных параметров в определенном порядке, который никогда не нарушается. Уравнение оптимальности имеет следующий вид:

$$\frac{\partial V_0}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial \omega} = \frac{\partial V_0}{\partial \omega} \cdot \frac{\partial T}{\partial P}. \quad (2)$$

Поскольку интенсивность физического износа с ростом технологических параметров увеличивается, то технологические параметры, оптимальные по механической скорости бурения, рейсовой скорости, стоимости проходки одного метра скважины и проходке на ПРИ, располагаются следующим образом. Сначала на оси P расположена точка, соответствующая максимуму проходки на ПРИ. С увеличением режимного параметра достигается минимум стоимости проходки одного метра скважины. Дальнейшее увеличение осевого усилия приводит к максимуму рейсовой скорости и, наконец, - к максимуму механической скорости бурения.

В качестве конкретного примера исследуем одну из частных математических моделей процесса бурения самозатачивающимся породоразрушающим инструментом, например предложенную в работе [3]:

$$\left. \begin{aligned} V_0 &= a_0 + 2a_1P + 2a_2\omega + 2a_3P\omega + a_4P^2 + a_5\omega^2; \\ H &= V_0 \cdot T; \\ T &= A \cdot (P \cdot \omega)^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Подставив (3) в (2), получим соответствующее уравнение оптимальности частного вида

$$a_4P^2 + a_1P = a_5\omega^2 + a_2\omega. \quad (4)$$

Таким образом, экстремумы показателей механической скорости бурения, рейсовой скорости, стоимости проходки одного метра скважины и проходки на породоразрушающий инструмент принадлежат оптимальности (4).

Уравнение оптимальности (4) выражает только необходимые условия экстремума основных показателей процесса бурения, оно одно для всех перечисленных показателей. Однако для того чтобы оптимизировать процесс бурения по любому из перечисленных показателей, необходимо, чтобы выполнялись не только необходимые, но и достаточные условия экстремума. Каждый показатель процесса бурения имеет свои достаточные условия экстремума, которые здесь не приводятся, так как в заключении статьи будет приведен конкретный числовой пример.

Самые жесткие достаточные условия имеет показатель проходки на ПРИ H , а самые легкие - механическая скорость бурения V_0 . Таким образом, если механическая скорость бурения не имеет экстремума, то для данных условий оптимизировать процесс бурения невозможно ни по одному показателю его эффективности. И наоборот, если выполняются достаточные условия экстремума проходки на ПРИ, то для данных условий процесс бурения можно оптимизировать по любому показателю его эффективности.

Величина показателя удельных энергозатрат определяется из выражения

$$\epsilon = Q \cdot (H)^{-1}, \quad (5)$$

где ϵ – удельные затраты энергии на разрушение породы в скважине, соответствующие углублению на 1 метр, Дж/м; Q – моторесурс породоразрушающего инструмента – это энергия, необходимая для полной обработки ПРИ, Дж.

Выражение (5) непригодно для оперативной оценки эффективности процесса бурения, поскольку моторесурс ПРИ и проходка являются интегральными показателями и могут быть определены только по окончании рейса.

Выражение (5) запишем в дифференциальной форме

$$\epsilon = \frac{dQ}{dH} = \frac{NdT}{V_0 dt} = \frac{N}{V_0} = \left(\frac{1}{2} f_{mp} d_{cp} \right) \frac{P\omega}{V_0} = D_n \frac{P\omega}{V_0}, \quad (6)$$

где N – мощность, доводимая до забоя скважины, Вт.

Экспериментальное определение мощности, доводимой до забоя скважины, может быть произведено только на стендовых испытаниях, поскольку затраты мощности на вращение бурильной колонны носят случайный характер.

Технологические параметры P и ω , оптимальные по удельным энергозатратам, не зависят от диаметра коронки и коэффициента трения коронки о породу забоя скважины, а величина самих удельных энергозатрат зависит. Таким образом, при бурении пород с неизвестными свойствами оптимальные (по энергозатратам) значения технологических параметров могут быть получены в абсолютных единицах, а полученный эффект от использования оптимальных режимов - в относительных единицах путем сравнения значений величин

$$\frac{v}{D_{\text{л}}} = \frac{P_i \omega_i}{V_i} \quad (7)$$

Из выражения (7) следует, что максимуму проходки на породоразрушающий инструмент соответствует минимум удельных энергозатрат, следовательно, экстремумы этих показателей совпадают, и технологические параметры, обеспечивающие минимум удельных энергозатрат, также принадлежат уравнению оптимальности (4).

Из выражения (7) также видно, что с уменьшением диаметра коронки удельные энергозатраты снижаются. Общее снижение энергозатрат по скважине с уменьшением диаметра коронки достигается также за счет уменьшения веса колонны бурильных и обсадных труб.

На возможность оптимизации процесса бурения по этому показателю указывали такие исследователи, как В. Г. Кардыш, Г. Д. Бревдо, Г. А. Блинов, В. И. Васильев, И. П. Петров и другие.

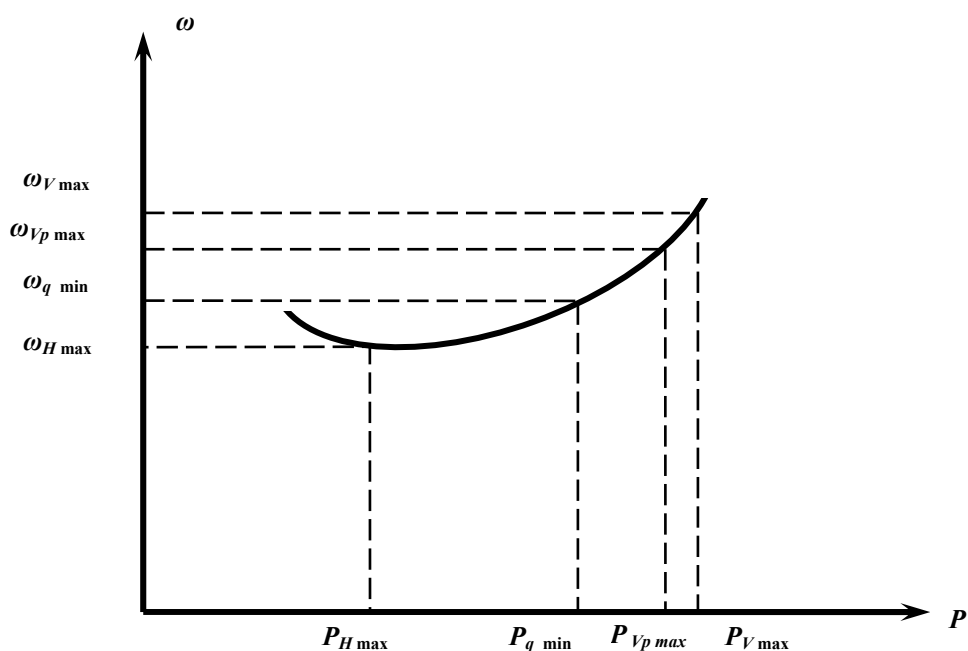
В заключение приведем расчеты по определению режимов бурения, оптимальных по механической и рейсовой скоростям бурения, а также по минимуму стоимости проходки одного метра скважины, максимуму проходки на породоразрушающий инструмент и минимуму удельных энергозатрат, необходимых для разрушения породы забоя скважины. Рассмотрим вариант буримой породы алмазной коронкой типа 02И4ГК120К60 при глубине скважины 387 м. Время вспомогательных операций в рейсе – 1,2 ч., стоимость коронки $C_{\text{п}}=52$ руб. (по ценам 1980 г.), стоимость проката станка – 17 руб./ч. Эмпирические коэффициенты, характеризующие свойства породы и качество ПРИ: $a_0 = -30,76$; $a_1 = 11,8 \cdot 10^{-4}$; $a_2 = ,49$; $a_3 = -5,8 \cdot 10^{-6}$; $a_4 = -10,6 \cdot 10^{-8}$; $a_5 = -8,2 \cdot 10^{-3}$. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Результаты расчетов

Параметр	V_{max} , м/ч	$V_{\text{p max}}$, м/ч	q_{min} , руб/м	H_{max} , м
P , Н	8178	7594	6770	4236
ω , с ⁻¹	53,97199	53,23137	52,4823	52,57347
V , м/ч	5,336943	5,291174	5,084017	3,609045
V_{p} , м/ч	4,2533421	4,290163	4,218813	3,197968
q , руб/м	6,0654406	5,873441	5,777578	6,859278
H , м	25,138045	27,21249	29,74815	33,6913
v/D_1	82703	76399	69887	61706

Режимы, оптимальные по механической скорости бурения и проходке на ПРИ, являются «крайними»: максимуму проходки на ПРИ соответствуют наименьшие значения P и ω , а максимуму механической скорости – наибольшие; режимы, оптимальные по рейсовой скорости и стоимости проходки одного метра скважины, находятся между этими «крайними» в порядке, указанном на рисунке. На данном графике представлено уравнение оптимальности, описываемое выражением (4) для принятых значений коэффициентов a_1 , a_2 , a_4 , a_5 , и координаты, оптимальные по проходке на ПРИ, стоимости проходки одного метра скважины, рейсовой и механической скоростей бурения.

Снижение удельных энергозатрат только за счет применения оптимальных режимов составляет около 34 %. Увеличение проходки сопровождается пропорциональным снижением затрат энергии на спуско-подъемные операции на 34 % по отношению к режиму, отвечающему максимуму механической скорости бурения. Дальнейшее снижение затрат энергии при бурении глубоких скважин может быть получено при



спуско-подъемных операциях за счет снижения диаметра скважины и применения легких сплавов при изготовлении колонны бурильных и обсадных труб. Перечисленные методы снижения энергоемкости процесса бурения эффективны, просты и не требуют дополнительных капиталовложений, поскольку буровые станки с регулируемым приводом вращателя на основе тиристорного преобразователя в настоящее время нашли широкое применение в практике бурения геологоразведочных скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алмазосберегающая технология бурения / Блинов Г. А., Васильев В. И., Глазунов М. Г., Головин О. С., Липатников В. П. Л.: Недра, 1989. 184 с.
2. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский А. С. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин. М.: Недра, 1984. 199 с.
3. Козловский Е. А. Оптимизация процесса разведочного бурения. М.: Недра, 1975. 303 с.
4. Корнилов Н. И., Блинов Г. А., Курочкин П. Н. Технология бурения скважин алмазным инструментом при высоких скоростях вращения. М.: Недра, 1978. 198 с.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПИТЕЛЬНЫХ (ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ) КОТЕЛЬНЫХ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

МАЛЮТА Д. В., Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области,
МОИСЕЕВА Е. И.,
Кузбасский государственный технический университет

С переходом экономики России на рыночные отношения весьма актуальными становятся формы взаимоотношений и их качественное содержание между предприятиями – поставщиками сырья и предприятиями – потребителями сырья. В особенности это важно для таких отраслей, как коммунальная энергетика, где использование органического топлива является определяющим в работе котельных как по условиям технологии выработки тепла, так и по его стоимостным показателям.

Отопительные и производственно-отопительные котельные, обеспечивающие потребности коммунального хозяйства Кузбасса в тепловой энергии, занимают существенную часть розничного рынка тепла Кемеровской области. По данным Региональной энергетической комиссии, общий годовой объем выработки тепла в области составляет 33935,79 тыс. Гкал, из которых 15184,10 тыс. Гкал (44,74 %) производится на станциях и котельной ОАО «Кузбассэнерго», 4540,90 тыс. Гкал (13,38 %) – на промышленных блок – стан-

циях, 14210,79 тыс. Гкал (41,88 %) вырабатывается ведомственными и муниципальными котельными. Структура производства тепловой энергии представлена на рис. 1.



Рис. 1. Структура выработки тепловой энергии в Кемеровской области

Основным видом котельного топлива на предприятиях коммунальной теплоэнергетики (промышленных блок – станциях, ведомственных и муниципальных котельных) являются энергетические каменные угли Кузнецкого бассейна, на которых вырабатывается более 70 % тепловой энергии, практически 22 % тепла вырабатывается на природном газе, 4,5 % – на бурых углях Канско-Ачинского месторождения и менее 1 % – на топочном мазуте. Выработка тепловой энергии на различных видах котельного топлива представлена на рис. 2.

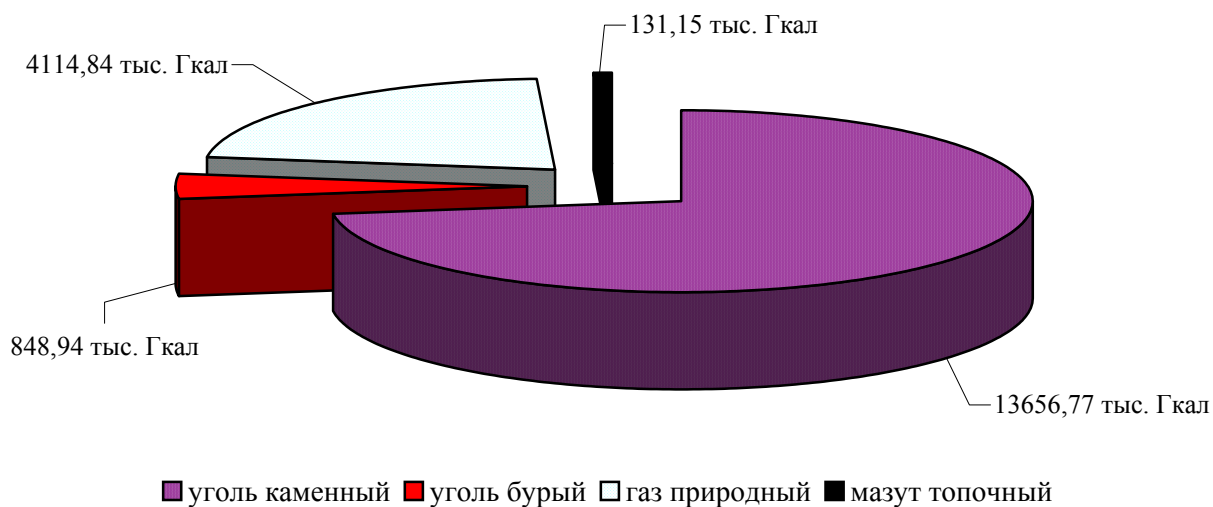


Рис. 2. Выработка тепловой энергии на различных видах котельного топлива

Основу коммунальной теплоэнергетики области в основном составляют котельные постройки 50-60-х годов и тепловые сети, основная часть которых вводилась в эксплуатацию в 60-70-е годы XX века. Оборудование большей части теплоисточников морально устарело и имеет физический износ превышающий 60 %, достигая по отдельным котельным 90 %. Основную массу котельного оборудования составляют котлы малой мощности типов «Универсал», «Ланкаширский», «Энергия», НР, «Шухова» и т. п. Фактические коэффициенты полезного действия (КПД) котлов в большинстве котельных составляют менее 50 %, их располагаемая мощность на 10 – 25 % ниже паспортной.

Вышеуказанные факторы приводят к тому, что тарифы на тепловую энергию, реализуемую отопительными котельными потребителям, существенно превышают стоимость тепла от станций региональной энергосистемы, достигая в отдельных случаях 2000 руб./Гкал (без учёта НДС). В особенности это касается котельных малой мощности, расположенных в сельских территориях.

Анализ тарифов на тепловую энергию, установленных РЭК для коммунальных теплопроизводящих предприятий на 2004 год, показал, что значительная часть потребителей Кемеровской области просто не в состоянии оплачивать тепло, поставляемое котельными. И это при том, что в финансовую базу расчёта указанных тарифов приняты только экономически обоснованные расходы, связанные с обеспечением деятельности по производству, транспорту и распределению тепловой энергии, а все расчёты специалистами РЭК проводились, исходя из того, что оборудование теплоисточников находится в нормальном технически исправном состоянии.

В настоящее время вопросы снижения затрат на производство тепловой энергии на отопительных (производственно-отопительных) котельных, наряду с надёжным и качественным теплообеспечением потребителей, стали наиболее важными в деятельности теплоснабжающих предприятий.

В табл. 1 приведена усреднённая структура расходов на выработку теплоэнергии отопительных котельных Кемеровской области, работающих на энергетических каменных углях Кузнецкого бассейна и прошедших регулирование в Региональной энергетической комиссии в 2003 году. Из репрезентативной выборки были исключены предприятия, работающие в комбинированном цикле выработки тепловой и электрической энергии.

Таблица 1

Усредненная структура расходов отопительных котельных Кемеровской области, работающих на энергетических каменных углях Кузнецкого бассейна (сортотипа «Др»), на выработку тепловой энергии

№ п/п	Статья расходов	Удельный вес, %
1	Сырьё и материалы на технологические цели с расходами по перевозке	6,04
2	Топливо на технологические цели с расходами по перевозке	40,21
3	Электроэнергия	8,58
4	Затраты на оплату труда	19,97
5	Отчисления на социальные нужды	5,21
6	Амортизация основных средств	9,97
7	Затраты на ремонтные работы	5,22
8	Услуги производственного характера	1,76
9	Вспомогательные материалы	0,50
10	Налоги, относимые на производственные затраты	0,92
11	Другие расходы	1,62
Всего расходов		100,00
Справочно:		
Нормативная выработка, тыс. Гкал		43,00
Полезный отпуск, тыс. Гкал		38,73
Среднеотпускной тариф с 01.01.2004, руб./Гкал (без НДС)		423,57

Как видно из приведенной таблицы, главной составляющей расходов на выработку тепловой энергии отопительными котельными является топливная. Она занимает более 40 % в себестоимости её производства.

Такие обстоятельства указывают, что основные резервы в оптимизации финансово-экономической деятельности теплопроизводящих предприятий различных организационно-правовых форм и форм собственности заложены в снижении затрат по статье «Топливо на технологические цели с расходами по перевозке», в том числе в наиболее чёткой, экономически оправданной и оптимизированной с точки зрения рыночных отношений цене на котельное топливо и прежде всего энергетических углей. А эта величина должна наиболее полно и объективно определяться исходя из качественных характеристик топлива, влияющих на показатели работы котельных [1]:

- по условиям экономичности сжигания углей;
- по условиям обеспечения безаварийной эксплуатации оборудования при сжигании углей того или иного качества (шлакование, устойчивость горения, повышенный износ оборудования и др.);
- по условиям обеспечения минимального количества вредных выбросов и сбросов (экологические аспекты использования топлива).

На рис. 3 приведены качественные теплотехнические характеристики энергетических углей, влияющие на технико-экономические показатели работы котельных.

Для слоевого и пылевидного сжигания должны использоваться угли марок Б (2Б), Д, ДГ, Г, СС, Т, А и не используемые для коксования угли марок ГЖ, Ж, КО, КС, КСН, ОС, ТС, соответствующие вышеуказан-

ному ГОСТу, и окисленные I группы по ГОСТ Р 50904 – 96 с размерами кусков по ГОСТ 19242 – 73, а также смеси разных марок, получаемые при рассортировке и обогащении.

В Кузнецком угольном бассейне имеется весь спектр энергетических углей, требуемых для обеспечения потребности в них предприятий коммунальной энергетики и соответствующих ГОСТ Р 51586 – 2000 «Угли бурые, каменные и антрациты Кузнецкого и Горловского бассейнов для энергетических целей» [2].



Рис. 3. Качественные теплотехнические характеристики энергетических углей, влияющие на технико-экономические показатели работы котельных

При планировании расходов на котельное топливо необходимо учитывать и то, что угли Кузбасса отличаются резкими колебаниями свойств и петрографической неоднородностью. При пылесжигании этих углей наблюдаются значительные колебания по экономичности, в условиях полной идентичности режимных факторов, при поступлении углей различного петрографического состава при близких теплотехнических характеристиках. Это приводит к необходимости увязывать (классифицировать) качественные теплотехнические характеристики энергетических углей с их петрографическим составом по содержанию первично окисленных (группа фюзинита) и первично неокисленных (группа витринита, липтинита) микроэлементов [3].

Естественно, что даже совершенные котлоагрегаты не в состоянии сжигать кузнецкие угли без существенных отклонений в технологическом процессе, а что говорить о котельных малой мощности с практически сработанным парком оборудования.

К сожалению, приходится констатировать тот факт, что в настоящее время коммунальная энергетика Кузбасса получает энергетические угли, не всегда соответствующие тем качественным характеристикам, которые могут обеспечить экономичную работу её теплоисточников. В ряде случаев топливообеспечение идёт по остаточному принципу, и в котельных приходится сжигать угли крайне низкого качества.

При этом фактические качественные показатели поставляемых углей существенно ниже зафиксированных в удостоверениях (сертификатах) качества, выдаваемых поставщиком. Замеры качественных характеристик энергетических углей, поставляемых на некоторые котельные области, выполненные независимыми лабораториями в течение 2003 года, показали, что фактическое отклонение в сторону снижения такого показателя, как низшая (рабочая) теплота сгорания топлива (Q^r), составляет 10-25 % (рис. 4).

Достаточно часто документы, удостоверяющие качество угля, поступают потребителю после того как топливо уже сожжено в котлах. При этом на теплопроизводящем предприятии возникают трудности с корректировкой технологических процессов, увеличиваются расходы натурального топлива (удельный и общий). Увеличение нормативных удельных расходов натурального топлива при использовании углей пониженного качества (марки Др) представлено на рис. 5.

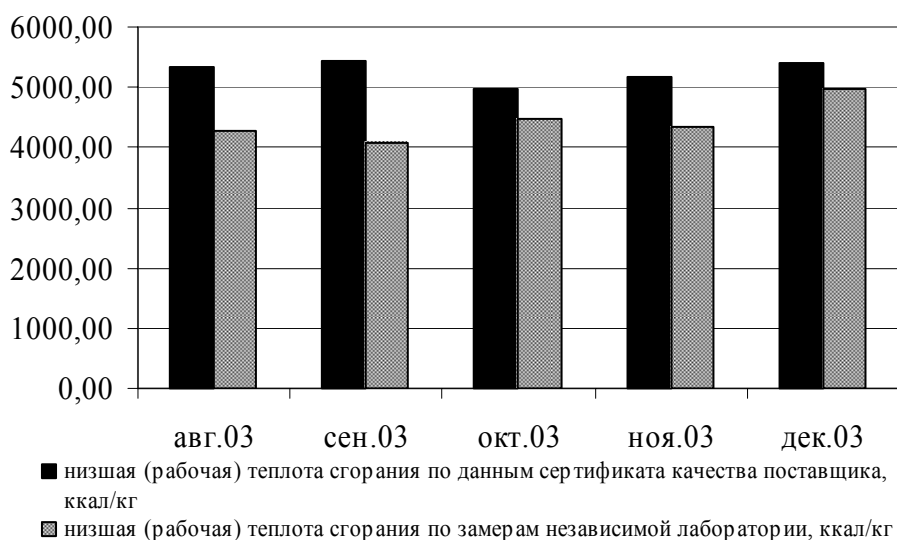


Рис. 4. Низшая (рабочая) теплота сгорания энергетических углей, поставляемых на некоторые отопительные котельные Кемеровской области

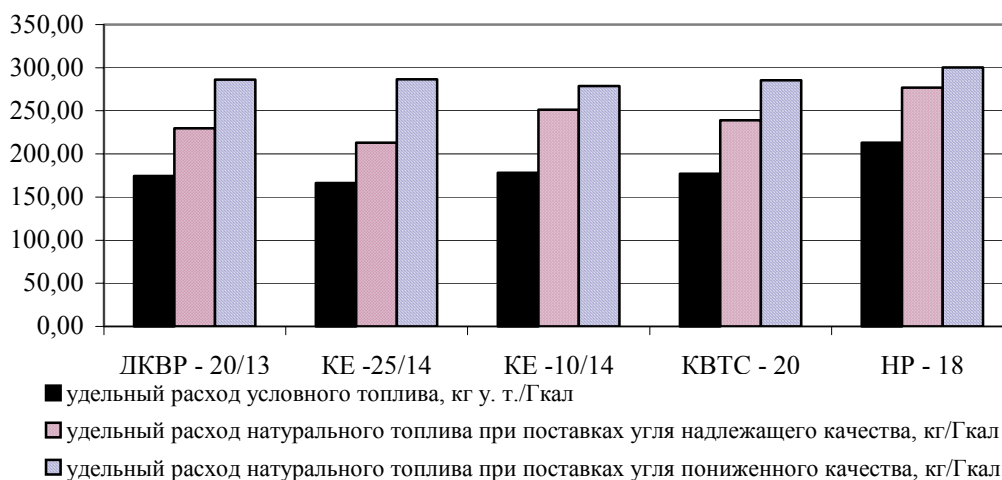


Рис. 5. Изменение нормативных расходов натурального топлива при поставке на котельные углей пониженного качества

Использование больших объёмов топлива низкого качества приводит к возрастанию негативных воздействий на окружающую среду. Нельзя сбрасывать со счетов и тот факт, что в этом случае резко возрастает размер экологических платежей, что крайне негативно сказывается на экономическом состоянии указанных предприятий.

Достаточно сказать, что в структуре производственных затрат на выработку теплоэнергии такого предприятия, как ГУП «Анжерское УКК и ТС», имеющего на балансе более 30 отопительных котельных малой мощности, экологические платежи занимают порядка 10 %.

Выводы

1. Все качественные характеристики топлива (энергетических углей) оказывают существенное влияние на основные показатели работы котельных: по экономичности, надёжности, экологии, маневренности, обеспечению номинальной выработки.

Снижение характеристик топлива по качеству приводит:

- к увеличению потребного расхода топлива топливоиспользующими установками (котлоагрегатами) из-за увеличения тепловых потерь и снижения КПД установки;
- к увеличению расходов, связанных с транспортировкой, разгрузкой – погрузкой, хранением угля на складе, а также росту затрат, связанных с топливоприготовлением и шлакозолоудалением;
- к ограничению выработки тепловой энергии топливоиспользующими установками;
- к увеличению объёмов ремонтных работ, связанных с повышенной нагрузкой на котлоагрегаты;
- к увеличению объёмов работ, связанных с модернизацией технологического оборудования котельных, для обеспечения требуемых параметров выработки тепловой энергии, надёжности работы теплоисточников и экологических параметров (или дополнительными затратами на штрафы из-за повышенных выбросов в атмосферу загрязняющих веществ).

2. Все дополнительные расходы, связанные с поставкой энергетических углей пониженного качества, увеличивают расходы на производство тепловой энергии на отопительных (производственно-отопительных) котельных.

3. Все качественные характеристики топлива влияют на экологические показатели работы котельных как непосредственно (зольность, содержание азота, серы и т. п.), так и косвенно – в связи с ростом валовых выбросов при необходимом (из-за пониженного качества энергетических углей) увеличении расхода топлива.

4. Поскольку качественные характеристики поставляемых углей принципиально влияют на всю технологию их использования на котельных, то их цена должна определяться исходя из этих характеристик. Цены на энергетические угли, поставляемые для сжигания на котельных, должны составляться с учётом всех показателей качества, учитывающих их потребительские свойства как энергетического топлива.

5. Поскольку топливная составляющая в формировании производственных затрат на выработку тепловой энергии является определяющей, то все вопросы, связанные с качественными характеристиками топлива, условиями его поставки, контролем и гарантией качества, должны юридически чётко оговариваться в соответствующих договорах и обеспечиваться при их фактическом осуществлении. Это особенно важно в условиях развивающихся рыночных отношений.

6. На поставляемый уголь должен быть представлен сертификат качества. Наиболее полно качество угля характеризуется в сертификате, соответствующем Международному стандарту (ISO).

7. На теплопроизводящих предприятиях необходимо организовать приёмку поступающего угля по количеству и качественным параметрам. Для этих целей желательно привлечение независимых лабораторий анализа качества угля, аттестованных в установленном порядке.

8. На отклонение качественных характеристик поставляемого угля от средних должны вноситься соответствующие стоимостные поправки. Эти поправки должны быть оговорены в договоре на поставку топлива.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Лейкин В. З.* Технология, оборудование, совершенствование подготовки и сжигания твёрдого топлива на ТЭС и котельных. Часть 1. Современная классификация, характеристики и свойства твёрдого топлива. СПб.: ПЭИПК. 2003.
2. *Арцур А. С., Протасов С. И.* Угли Кузбасса: происхождение, качество, использование. Кемерово: Кузбас. гос. техн. ун-т, 1999.
3. *Пугач Л. И.* Качество энергетических углей. Влияние качества на экономику и технологию использования на ТЭС: Учеб. пос. Новосибирск: Изд – во НГТУ, 1998.

