

## Диагностика технического состояния электрооборудования нефтяных месторождений Западной Сибири

Сушков В.В., канд. техн. наук

Самотлорэнергонефть

Пухальский А.А., инж.

АООТ "Нижневартовскнефтегаз"

Развитие технической диагностики (ТД) в нефтепромысловых электрических сетях способствует:

повышению эффективности проведения технических обслуживаний (ТО) и ремонтов (это особенно важно в условиях ограниченности средств, предназначенных для поддержания нормального состояния электрооборудования);

возможности оценки технического состояния электрооборудования, длительно (более 15 лет) эксплуатировавшегося на нефтяных месторождениях Западной Сибири;

снижению общих затрат за счет проведения прогнозируемых ТО и ремонтов;

повышению надежности электрооборудования и готовности его к работе.

В настоящее время в технической диагностике, применяемой на нефтяных промыслах, наибольшее распространение получили методы термографии электрооборудования электрических сетей и вибродиагностики электродвигателей 6 кВ, установленных на нефтеперекачивающих (НП) и кустовых насосных станциях (КНС). Ниже приводятся полученные в энергетических управлениях АООТ "Нижневартовскнефтегаз" за период с 1991 по 1996 г. результаты применения термографии в электрических сетях 0,4 — 35 кВ и оценки технического состояния синхронных двигателей (СД) серии СТД, установленных на КНС, по параметрам вибрации.

Термографическое обследование выполнено с помощью инфракрасной системы Thermovision 488 фирмы AGEMA и ПЭВМ с пакетом программ Igrwin. Принятый метод термографии электрооборудования основан на сравнении температур различных объектов, один из которых является эталоном с заданной излучательной способностью. На практике с помощью тепловизора сравниваются температуры элементов всех трех фаз одновременно, оценивается превышение температуры в каком-либо из них над нормальной (рабочей) температурой. Избыточная температура, измеряемая непосредственно в дефектной части, как правило, пересчитывается с учетом 50%-ной максимальной нагрузки исходя из закона Джоуля — Ленца, согласно которому теплота в дефектной части увеличивается пропорционально квадрату нагрузки.

Диагностика контактных соединений базируется на температурном критерии, на основе ко-

торого принимается решение о применении соответствующих видов ремонтных работ по устранению опасных перегревов электрических контактов и о сроках их проведения. При этом учитываются: нагрузка во время измерения, ее характер (равномерная или переменная), место нахождения дефекта, вероятные значения нагрузок во времени, способ измерения температуры дефектного узла (прямое наблюдение картины распределения тепловых полей или косвенное, т.е. полученное путем передачи тепла, вызванного дефектом внутри аппарата). В табл. 1 приведены стадии перегрева и соответствующие им температурные критерии и виды ремонтных работ для электрооборудования напряжением 0,4, 6 и 35 кВ.

Следует отметить, что не существует оценки избыточных температур на косвенно перегреваемых поверхностях. Косвенные перегревы могут быть вызваны скрытыми дефектами, например, трещинами внутри изоляторов разъединителя, температура которых измеряется снаружи, при этом часто дефектные части внутри объекта бывают очень горячими и сильно обгоревшими.

Диагностика состояния нефтепромыслового электрооборудования с помощью инфракрасной системы позволила выявить следующие места неисправностей:

на понизительных подстанциях (ПС) 35 кВ — в основном болтовые контакты (БК), особенно БК закрытых распределительных устройств 6 кВ (число перегревов на них составляет 60% общего числа), соединения различных элементов подстанций, разъемные контактные соединения

Таблица 1

Стадия перегрева	Температурный предел, °С, для электрооборудования напряжением		Ремонт
	0,4 кВ	6, 35 кВ	
Первая	≥ 15	≥ 5	Плановый
Вторая (развитый перегрев)	≤ 50	≤ 30	Внеплановый с учетом нагрузки
Третья (сильный перегрев)	> 50	> 30	Аварийный с учетом нагрузки

разъединителей и масляных выключателей (МВ) 6 кВ;

на понизительных ПС 6 кВ типа КТПН — в основном БК рубильника ввода и автоматических выключателей на отходящих линиях (54% общего числа перегревов);

в электродвигателях напряжением 6 кВ — некачественные контактные соединения кабелей питания, изоляция лобовой части обмотки.

На основе анализа состояния электрооборудования 0,4 — 35 кВ разработан классификатор дефектов, определяемых термографией, пример которого приведен в табл. 2.

Сущность вибрационной диагностики электродвигателей заключается в измерении действительных параметров вибрации, сравнении этих значений с первоначально замеренными и допустимыми, оценке состояния двигателя и при-

Таблица 2

Код дефекта	Место дефекта
100	ПС 6 кВ типа КТПН
101	БК на шинах 6 кВ
102	БК на линейных разъединителях 6 кВ
103	БК на рубильнике ввода 0,4 кВ
104	БК на шинах 0,4 кВ
105	БК на предохранителях 6 кВ
106	БК на шпильках автомата выключателя
107	Разрядник 0,4 кВ
108	Разрядник 6 кВ
109	Опрессовка кабельных перемычек
700	ПС 35 кВ типа St 7
701	Опрессовка наконечников проводов
702	БК на разъединителе 35 кВ
703	Контактная система разъединителя
704	БК на зажимах проводов
705	БК на шпильках вводов МВ 35 кВ
706	БК на шпильках вводов МВ 35, 6 кВ трансформатора
707	Разрядник 35 кВ
708	БК на шпильках проходных изоляторов
709	Контакт "шток-розетка" МВ 6 кВ
710	БК на шпильках 6 кВ
711	БК на трансформаторе тока
712	МВ 6 кВ
713	БК соединения проводов
714	Опрессовка наконечников кабелей

Таблица 3

Состояние электродвигателя	Среднеквадратичное значение виброскорости, мм/с	Размах (двойная амплитуда виброперемещения), мкм
Хорошее (нормальное)	4,5	40
Удовлетворительное (требуется повышенный контроль)	4,6 — 7,0	41 — 60
Допустимое (по возможности необходим ремонт)	7,1 — 11,2	61 — 100
Недопустимое (следует вывести в аварийный ремонт)	112	100

нятии решения о его дальнейшей эксплуатации или проведении определенных видов ТО по снижению уровня вибрации. Определяющей величиной интенсивности вибрации является среднеквадратичное (эффективное) значение виброскорости [1].

При диагностировании вибраций электродвигателей КНС измерения проводят в следующих точках: на верхних крышках и корпусах подшипников, на станине электродвигателя, на корпусе статора, на корпусе возбуждителя, на раме агрегата, на полках рамы и на крепежных болтах, на основании блок-бокса и на его фундаменте. Результаты оценки технического состояния и допустимые значения вибрации даны в табл. 3.

Для электродвигателей установлены следующие виды диагностики:

паспортизация (для вводимых в эксплуатацию новых и прошедших капитальный ремонт двигателей);

периодический контроль, при котором измеряется линейная виброскорость в точках, расположенных на верхних крышках подшипников; углубленное диагностическое обследование, включающее в себя: получение контурной характеристики двигателя (измеряется линейная виброскорость в направлении повышенной вибрации от подшипниковых узлов к фундаменту); анализ сочетания линейных уровней виброскорости или частотный анализ вибрации на верхних крышках подшипников; контрольно-измерительные работы (проверка соосности валов двигателя и насоса, контроль износа вкладышей подшипника и т.д.).

В настоящее время на нефтяных промыслах для анализа состояния электродвигателей по параметрам вибрации применяются портативные анализаторы и устройства сбора данных фирм

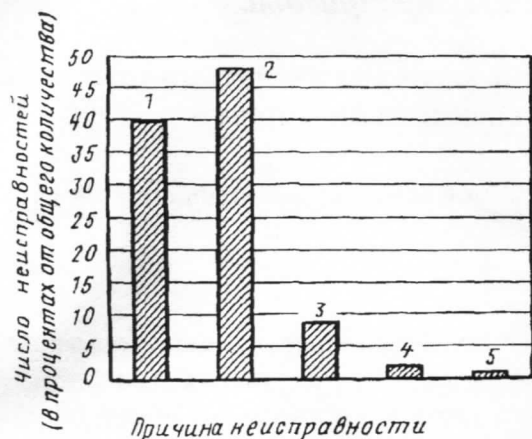


Рис. 1. Гистограмма причин вибраций электродвигателей типа СТД-4000:

1 — недостаточная жесткость консольной части рамы; 2 — расцентровка СД с насосом; 3 — некачественный ремонт насоса; 4 — дисбаланс ротора СД; 5 — недостаточная жесткость передней опоры СД

CSI и "Диамех". Программой для ПЭВМ по матобеспечению диагностического обследования является Master Trend.

На рис. 1 дана гистограмма причин вибраций СД типа СТД-4000, установленных на КНС. Как видно из рисунка, основные причины вибрации СД — его расцентровка с насосом (как правило, в осевом направлении) и недостаточная жесткость консольной части рамы из-за неправильного крепления консоли к фундаменту.

Одним из главных вопросов диагностического контроля является определение периодичности обследований. Для обоснования оптимальной периодичности контроля нефтепромыслового электрооборудования можно использовать показатели надежности (например, вероятность безотказной работы, отказа и т.д.) и результаты экономической оценки надежности (ущерб, связанный с отказом оборудования).

Для решения поставленной задачи применяются однородные марковские модели технических обслуживаний с непрерывным временем. Граф состояний, в которых могут находиться ПС 35 кВ и СД, показан на рис. 2. С определенной периодичностью  $\tau_{д.к}$  электрооборудование из работоспособного состояния 1 переводится в состояние 2 диагностического обследования. В межконтрольный период электрооборудование с параметром потока отказов  $\omega_{д.к}$  может перейти в состояние скрытого отказа (развитый перегрев элементов ПС, недопустимый уровень вибрации) 3, который будет обнаружен при очередном обследовании продолжительностью  $\tau_к$  (состояние 4) и устранен за время  $\tau_y$  (переход 4 — 2).

При обследовании из состояния 4 с вероятностью  $\beta$  возможен пропуск неисправности, при этом электрооборудование перейдет (переход 4 — 5) в состояние отказа 5 (соответствует

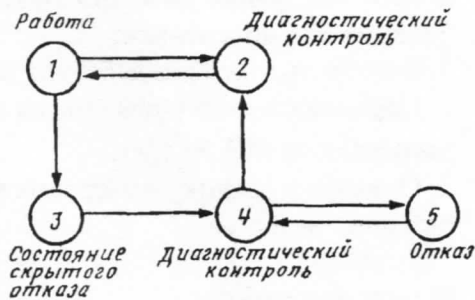


Рис. 2. Граф состояний ПС и СД при проведении диагностики

сильному перегреву или недопустимому уровню вибрации) и до следующего обследования (переход 5 — 4) будет находиться в этом состоянии. После устранения неисправности или причины вибрации (переход 4 — 2) проводится контрольное обследование. По окончании диагностического контроля осуществляется переход 2 — 1 в работоспособное состояние 1.

Стационарная вероятность  $P_1$  нахождения электрооборудования в работоспособном состоянии определяется из системы алгебраических уравнений:

$$\left. \begin{aligned} (a_{12} + a_{13})P_1 + a_{21}P_2 &= 0; \\ a_{12}P_1 - a_{21}P_2 + a_{42}P_4 &= 0; \\ a_{13}P_1 - a_{34}P_3 &= 0; \\ a_{34}P_3 - (a_{42} + a_{45})P_4 + a_{54}P_5 &= 0; \\ a_{45}P_4 - a_{54}P_5 &= 0; \\ \sum_{i=1}^5 P_i &= 1, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $a_{ij}$  — интенсивность перехода из  $i$ -го в  $j$ -е состояние.

Определение интенсивностей  $a_{ij}$  основано на экспоненциальности независимых функций распределения времени пребывания в каждом состоянии марковской модели. Формулы для их расчета будут иметь следующий вид:

$$\begin{aligned} a_{12} &= \tau_{д.к}^{-1}; \\ a_{13} &= \omega_{д.к}; \\ a_{21} &= \tau_к^{-1}; \\ a_{42} &= (1 - \beta)(\tau_к + \tau_y)^{-1}; \\ a_{45} &= \beta \tau_к^{-1}; \\ a_{54} &= \tau_{д.к}^{-1}. \end{aligned}$$

Среднее время пребывания системы в состоянии 3 определяется как разность между периодичностью  $\tau_{д.к}$  диагностического обследования и средним временем  $t$  нормального состояния электрооборудования. Исходя из определения математического ожидания случайной величины, в [2] получено, что при  $0 \leq t \leq \tau_{д.к}$

$$a_{34} = \left\{ \tau_{д.к} - \omega_{д.к}^{-1} [1 - \exp(-\omega_{д.к} \tau_{д.к})] \right\}^{-1}.$$

Периодичность обследований в нашем случае

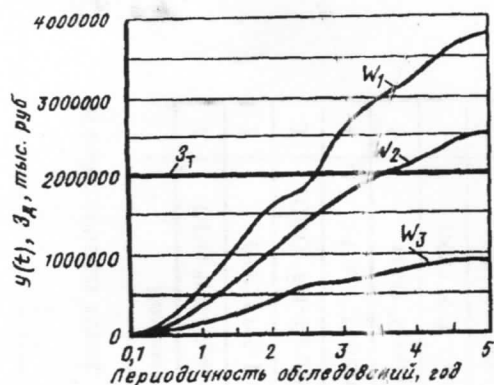


Рис. 3. Графики изменения ущерба  $Y(t)$  и суммарных затрат  $Z_d$  в зависимости от периодичности термовизионного обследования ПС 35 кВ при различном электропотреблении ( $W_1 > W_2 > W_3$ )

целесообразно определить из экономического условия [3], при котором снижение ущерба  $Y(t)$ , связанное с повышением надежности за счет перехода на систему обслуживания по состоянию, должно быть больше или равно суммарным затратам на проведение диагностического обследования  $Z_d$ , т.е.

$$Y(t) \geq Z_d, \quad (2)$$

где  $Z_d = K_{пр} + C_0$ ;  $K_{пр}$  — стоимость приборов и программных средств для ПЭВМ;  $C_0$  — затраты на проведение обследования.

Снижение ущерба<sup>1</sup> от повышения надежности определяется из выражения

$$Y(t) = Y_3(t) + Y_\phi(t), \quad (3)$$

где  $Y_3(t) = Tq(t) \sum Y_{0j} w_j$  — уменьшение ущерба, связанного с недоотпуском электроэнергии;  $q(t) = P_1 - P_B$  — разность стационарной вероятности нахождения электрооборудования в работоспособном состоянии и вероятности безотказной работы  $P_B$  электрооборудования при отсутствии диагностического контроля;  $T$  — рассматриваемый отрезок времени, год, ч;  $Y_{0j}$  — удельный ущерб для  $j$ -го потребителя;  $w_j$  — потребление электроэнергии за единицу времени;  $Y_\phi(t) = q(t) C_a$  — изменение ущерба, связанного с самим фактом аварии или аварийного отключения;  $C_a$  — стоимость работ по устранению аварии.

Определим периодичность термографического обследования для ПС 35 кВ при следующих значениях параметров:  $\omega_{д.к} = 0,88 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ ,  $\tau_{д.к} = 1,5 \text{ ч}$ ,  $\tau_y = 8 \text{ ч}$ ,  $\beta = 0,1$ ,  $K_{пр} = 2\,000\,000$  тыс. руб.,  $Y_0 = 0,78$  тыс. руб./кВт·ч,  $C_0 = 12\,000$  тыс. руб.; примем  $C_a \approx 0$ .

Численное решение системы уравнений (1) выполнено на ПЭВМ с использованием пакета программ Mathcad PLUS 5.0. По уравнению (3) определено снижение ущерба от повышения надежности для ПС 35 кВ при различных уровнях

<sup>1</sup> Ущербом у потребителя пренебрегаем из-за резервирования в технологии добычи нефти и в электрических сетях.

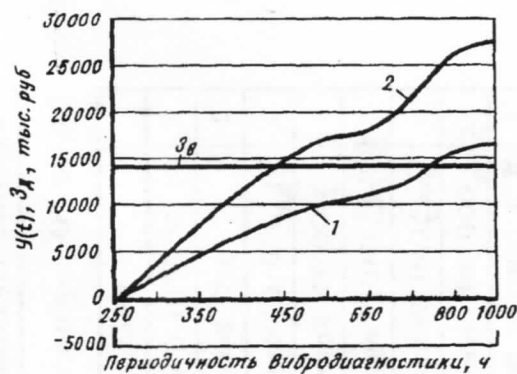


Рис. 4. Графики изменения ущерба  $Y(t)$  и суммарных затрат  $Z_d$  в зависимости от периодичности диагностики электродвигателей типов СТД-1250 (кривая 1) и СТД-4000 (кривая 2) по параметрам вибрации

электропотребления (рис 3). Экономически целесообразная периодичность термовизионного обследования соответствует точке пересечения прямой  $Z_T$  и кривой  $Y(t)$ . Например, для годового электропотребления  $W_1 = 7473$  тыс. кВт·ч термодиагностика ПС 35 кВ должна проводиться через 2,6 года. Анализ рис. 3 показал, что со снижением уровня электропотребления период проведения термодиагностики увеличивается.

Рассчитаем периодичность диагностики по параметрам вибрации для СД типов СТД-1250 и -4000 при следующих значениях параметров:  $\omega_{д.к} = 0,0028 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ ,  $\tau_{д.к} = 3 \text{ ч}$ ,  $\tau_y = 24,8 \text{ ч}$ ,  $\beta = 0,1$ ,  $K_{пр} = 14\,000$  тыс. руб.,  $Y_0 = 3$  руб/(кВт·ч),  $C_0 = 1000$  тыс. руб. и соответственно  $C_a = 150\,000$  тыс. руб. — для СТД-1250 и  $C_a = 250\,000$  тыс. руб. — для СТД-4000.

Графики изменения ущерба и затрат показаны на рис. 4. Как видно из рисунка, экономически целесообразная периодичность вибродиагностики для СД типа СТД-1250 составляет 700 ч, для СТД-4000 — 450 ч.

Таким образом, термографическое и вибрационное обследование снижает общие расходы нефтедобывающих предприятий, предотвращает повреждение электрооборудования, недоотпуск нефти и попутного нефтяного газа потребителю. Диагностическое обследование целесообразно проводить в оптимальные с экономической точки зрения сроки с целью получения максимальной экономии средств.

#### Список литературы

1. Методика диагностирования электродвигателей типа СТД по параметрам вибрации. РД 39Р-0148463-0019-89. — Тюмень: Сибирский НИИ ЗапСибНИИДнефть, 1989.
2. Емелин Н.М. Определение периодичности диагностирования сложных систем при техническом обслуживании по их фактическому техническому состоянию. — Надежность и контроль качества, 1990, № 8.
3. Сушков В.В., Пухальский А.А. Совершенствование системы технических обслуживаний и ремонтов нефтепромыслового электрооборудования. — Промышленная энергетика, 1994, № 3.