



ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОНТАЖ И НАЛАДКА

Моделирование тепловых процессов и диагностирование силовых трансформаторов систем электроснабжения нефтяных месторождений

Сушков В. В., доктор техн. наук

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Зябкин А. А., инж.

Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск

Представлен метод диагностирования добавочных потерь в силовых трансформаторах, питающих погружные двигатели, предназначенные для привода центробежных насосов нефтяных скважин.

Ключевые слова: силовые трансформаторы погружных электроцентробежных насосов, погружные двигатели, высшие гармоники, добавочные потери, перегрев, дефекты в силовых трансформаторах.

В состав электрических сетей крупнейших газодобывающих компаний (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «ТНК-ВР холдинг», ОАО «Газпромнефть», ОАО «НК «Русснефть» и др.) входит огромное количество силовых трансформаторов (СТ) различных классов напряжения, от состояния которых зависит надежность подачи электроэнергии нефтепромышленным потребителям. В таблице показано распределение по мощности, применяемым типам, месту установки и классу напряжения СТ в энергохозяйстве типового нефтегазодобывающего предприятия. Выход из строя СТ обуславливает значительный ущерб, в основном связанный с большими потерями нефти вследствие нарушения технологического процесса. При этом из-за отказов трансформаторов, вызванных короткими замыканиями, снижается электро- и пожаробезопасность в электроустановках.

В настоящее время разработано и аппаратно реализовано множество систем защиты, диагностики и мониторинга состояния высоковольтных силовых трансформаторов 110 кВ и выше. Экономический эффект от их использования обусловлен предупреждением аварийного выхода из строя оборудования и переходом от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по состоянию. Вместе с тем применение подобных систем для трансформаторов напряжением 6(10) кВ в ряде случаев экономически не оправданно. В то же время эксплуатация большого числа

этих трансформаторов на нефтеперерабатывающих предприятиях требует значительных расходов на обслуживание и ремонты, причем отсутствие их резервирования может привести к длительному простоему погружных насосов, а следовательно, к значительному ущербу из-за потерь нефти.

Исследованию дефектов в силовых трансформаторах 35 кВ и выше, а также причин их возникновения посвящен ряд работ [1, 2], в то время как повреждения силовых трансформаторов напряжением 6(10) кВ, в частности, скважинных трансформаторов, анализировались редко. Для сбора информации о дефектах в трансформаторах ТМПН были разработаны опросные листы и переданы в сервисные компании, обслуживающие нефтепромышленное электрооборудование, для заполнения специалистами. Анализ полученных количественных данных и экспертных оценок показал, что большая часть дефектов связана с нарушением целостности конструкции трансформаторов (нарушением герметичности уплотнительных элементов бака — до 100 % этой группы) и работоспособности устройств переключения отпаек (нарушением контактного соединения — до 50 %). В большинстве случаев появление этих дефектов не приводит к отказам. Наибольшее число отказов возникает в результате развития дефектов главной и продольной изоляции — в системах обмоток и вводов. Наиболее часто регистрируемые дефекты в этих системах — нарушение изоляции (до 90 % этой группы) и обрывы токопроводов (до 10 %).

Показатель	Трансформаторы			
	силовые высоковольтные		силовые распределительные	силовые специальные для погружных насосов
Класс напряжения, кВ	220 – 110	35	6(10)	0,4 (6)
Доля от общего числа в энергохозяйстве, %	1	4	42	53
Мощность, кВ · А	10 000 – 80 000	100 – 25 000	25 – 2500	100 – 1600
Тип	ТД, ТДН, ТДТН, ТРДН	ТМН, ТМНП, ТРДН	ТМ(Г), ТМ(Г)Ф, ТМЗ, ТСЗ, ТЛС	ТМПН(Г)
Место установки	Узловые распределительные, главные понизительные, глубокого ввода подстанции, автономные электростанции	Узловые распределительные и глубокого ввода подстанции, автономные электростанции, собственные нужды	Распределительные подстанции, автономные электростанции, собственные нужды	Кусты нефтяных скважин

Эксперты отмечают, что значительная часть дефектов изоляции обмоток трансформаторов промышленной частоты связана с воздействием на нее добавочной теплоты, вызванной током повышенной частоты, потребляемым вентиляционными двигателями, а также его высшими гармоническими составляющими, генерируемыми нелинейной нагрузкой и дискретными элементами промышленных устройств. Часто встречающейся причиной отказов рассматриваемых трансформаторов вследствие тепловой перегрузки являются межвитковые КЗ в обмотках. В подтверждение этого в ГОСТ 14209–97 [3] отмечено, что к основным факторам, влияющим на срок службы трансформатора, относится температура различных его частей. Причем особо опасны температуры выше 140 °С, при которых начинается выделение пузырьков газов и возможно их попадание в места с высокой электростатической напряженностью — обмотки или соединения.

При номинальной частоте 50 Гц основную часть паспортных потерь составляют потери Джоуля — Ленца (на активном сопротивлении, близком по своему значению к сопротивлению постоянному току), а также потери на гистерезис и токи Фуко в магнитопроводе. Остальные потери являются добавочными и составляют несколько процентов от основных. При протекании в трансформаторе токов с частотами выше номинальной добавочные потери возрастают и способны оказать дополнительное тепловое воздействие на изоляцию обмоток. На основе анализа статистических данных о выходе из строя трансформаторов ТМПН вследствие межвитковых замыканий, вызванных недопустимыми перегревами при номинальных нагрузках, можно

предположить, что перегрев связан с возникновением добавочных потерь, обусловленных действием несинусоидальных токов повышенной частоты. При этом, как будет показано далее, критическая температура, способствующая образованию газовых включений в масле трансформатора, наблюдается при увеличении потерь свыше 175 %.

Таким образом, отклонение потерь в пределе существенно выходит за границы среднестатистической погрешности, в связи с чем необходимо проведение исследования добавочных потерь в трансформаторах ТМПН. Тепловую модель трансформатора удобно представить в виде цепи, в которой тепловые параметры (теплота, температура, термическое сопротивление и теплоемкость) заменяются эквивалентными электрическими (током, напряжением, сопротивлением и емкостью соответственно). Такой подход называют термoeлектрическими аналогиями [4].

В режиме несинусоидальных токов повышенных частот тепловая модель рассматриваемого трансформатора включает в себя три источника теплоты, отображаемых в виде источников тока J_0 , J_c , J'_6 — эквивалентов потерь соответственно в обмотках, магнитопроводе и массивных токоведущих элементах трансформатора; тепловых каналов, представленных эквивалентными сопротивлениями R_0 , R_c , R'_6 , R_M соответственно узлов “обмотка — масло”, “магнитопровод — масло”, “бак — масло”, “масло — воздух”; теплоемкостей массивных элементов (обмотки, магнитопровода, конструкционных металлических узлов, масла и бака), представленных эквивалентными электроемкостями соответственно C_0 , C_c , C_6 , C_M ; среды как источника теплоты, представленного элементом ЭДС E_B .

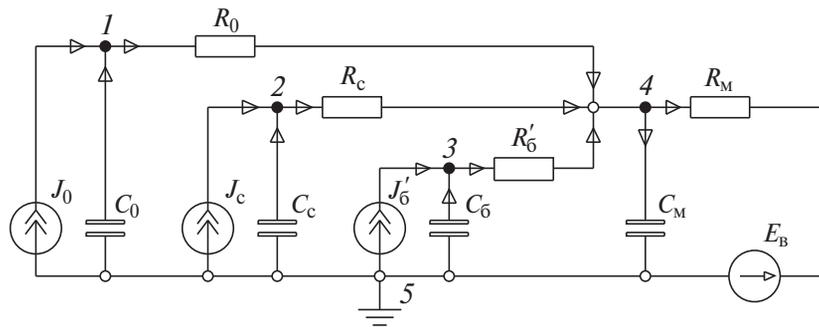


Рис. 1. Электрическая схема замещения нестационарных тепловых процессов в ТМПН

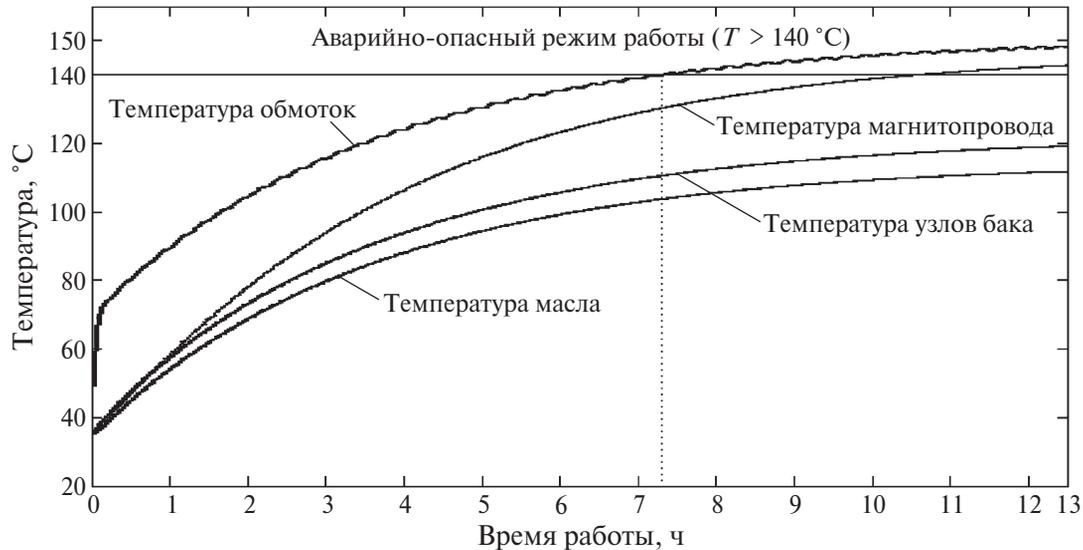


Рис. 2. Кривые температур различных узлов трансформатора ТМПН-100/3.3 УХЛ1, питающего погружной электродвигатель ПЭДУ 63-117 М4ГЗВ

Учитывая, что требуется определить температуры различных узлов трансформатора ТМПН, дадим математическое описание схемы на рис. 1, воспользовавшись методом узловых потенциалов. При этом электрические потенциалы узлов будут соответствовать температурам элементов.

Система уравнений, описывающая динамику тепловых процессов в трансформаторе ТМПН, после приведения к форме Коши примет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\varphi_1}{dt} &= \frac{\varphi_1 - \varphi_4}{R_0 C_0} - \frac{J_0}{C_0}; \\ \frac{d\varphi_2}{dt} &= \frac{\varphi_2 - \varphi_4}{R_c C_c} - \frac{J_c}{C_c}; \\ \frac{d\varphi_3}{dt} &= \frac{\varphi_3 - \varphi_4}{R'_б C_б} - \frac{J'_б}{C_б}; \\ \frac{d\varphi_4}{dt} &= \frac{\varphi_1 - \varphi_4}{R_0 C_M} + \frac{\varphi_2 - \varphi_4}{R_c C_M} + \frac{\varphi_3 - \varphi_4}{R'_б C_M} - \frac{\varphi_4 - \varphi_B}{R_M C_M}, \end{aligned} \right\} (1)$$

где $\varphi_1 - \varphi_4$ — потенциалы узлов 1–4 схемы замещения на рис. 1; φ_B — потенциал, эквивалентный температуре окружающей среды (соответствует E_B на схеме рис. 1).

На рис. 2 представлены результаты моделирования динамики температур различных узлов трансформатора ТМПН-100/3.3 УХЛ1, питающего погружной электродвигатель ПЭДУ 63-117 М4ГЗВ. Исследование проводилось для тяжелого режима работы комплекса при дневной температуре окружающей среды 35 °С. При этом учитывались добавочная нагрузка — до 5 % от номинальной (ограничена уставкой защиты), вызванная повышениями концентраций взвешенных частиц в откачиваемой жидкости, наличие кабельной линии длиной 2200 м, сечением $3 \times 16 \text{ мм}^2$, а также ненормированные добавочные потери, при которых температура обмоток достигает недопустимого значения, превышающего 140 °С. В результате установлено, что аварийно-опасный режим работы трансформатора ТМПН (см. рис. 2) возникает при увеличении номи-

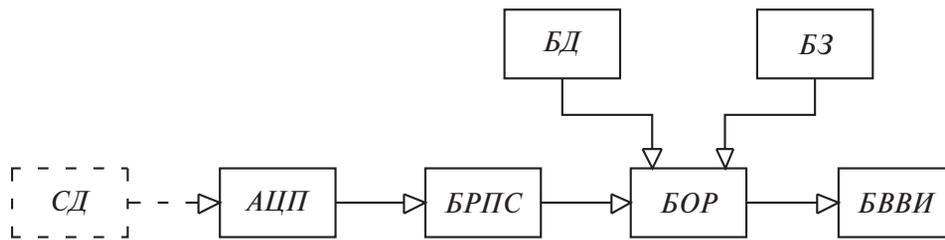


Рис. 3. Функциональная схема устройства контроля добавочных потерь в трансформаторе

нальных потерь в стали магнитопровода до 65 %, в меди обмоток — до 75 %. Следует отметить, что дополнительно учитывались потери на макровихревые токи в металлических узлах ТМПН в размере 30 % от номинальных потерь в магнитопроводе.

Сегодня проблему тепловых перегрузок ТМПН технически пытаются решать следующими путями: применением трансформаторов с верхним порогом рабочей частоты выше 50 Гц (35 – 70 Гц), внедрением высокочастотных фильтров, использованием трансформаторов мощностью больше расчетного значения и специальных К-фактор трансформаторов, имеющих добавочную теплоемкость, позволяющую выдерживать перегрузки. Очевидно, что применение трансформаторов с расширенным диапазоном рабочих частот позволяет решить только часть проблемы, связанную с согласованием рабочих частот погружного двигателя с параметрами ТМПН. При этом другая ее часть — генерация преобразователем высших гармоник и их воздействие на данный трансформатор — остается и при использовании фильтров полностью не решается. Необходимо также учитывать, что в настоящее время эксплуатируется многотысячный парк трансформаторного оборудования, не выработавшего свой ресурс, и осуществить его замену явно невозможно.

Для решения проблемы перегревов трансформаторов ТМПН вследствие воздействия несинусоидальных токов повышенных частот авторы предлагают модель устройства, которая может быть интегрирована в станцию управления погружным электродвигателем. Упрощенная функциональная схема модели показана на рис. 3. Она представляет собой последовательно соединенные блоки системы датчиков *СД*, аналого-цифрового преобразователя *АЦП*, блока расчета показателей сети *БРПС*, блока основных расчетов *БОР* и подключенных к нему блоков данных *БД*, знаний *БЗ* и блока ввода-вывода информации *БВВИ*. Работа устройства заключается в

on-line оценке текущих потерь трансформатора, прогнозировании температурного режима изоляции обмоток и предупреждении ее повышения сверх предельно допустимой. Как отмечалось выше, отклонение действительных потерь трансформатора от паспортных может происходить вследствие его работы в режиме повышенной частоты и воздействия высших гармонических составляющих сетевого тока.

Учитывая сложноформализуемые эффекты, вызываемые высшими гармониками, авторы предлагают сопоставлять параметры питающего тока с тепловыми поправками, используемыми в модели объекта контроля. Зависимости корректирующих коэффициентов могут быть получены в результате продолжительной эксплуатации трансформатора, в ходе которой предлагаемое устройство накопит информацию об объекте. В основе процесса обучения лежит ретроспективный расчет коэффициентов потерь, обусловивших текущий температурный режим, и последующее их сопоставление с действовавшими на тот момент параметрами тока. Отметим, что “знания”, накопленные ранее для серийного трансформатора, можно распространять на устройства, контролирующие работу трансформаторов той же серии с близкими параметрами. При этом оснащение устройства каналом измерения температуры необязательно.

Список литературы

1. **Ванин Б. В.** О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации (<http://www.transform.ru/articles/html/06exploitation/a000050.article>).
2. **Акопян Г. Е., Сви П. М., Смекалов В. В.** Основные принципы системы технической диагностики маслонаполненного электрооборудования высокого напряжения. — Электрические станции, 1991, № 3.
3. **ГОСТ 14209–97.** Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов — Минск: Изд-во стандартов, 1998.
4. **Киш Л.** Нагрев и охлаждение трансформаторов / Пер. с венгерского М. А. Бики; под ред. Г. Е. Тарле. — М.: Энергия, 1980.

zyabkin@mail.ru