

## Совершенствование системы технических обслуживаний и ремонтов нефтепромыслового электрооборудования

Сушков В.В., канд. техн. наук, Пухальский А.А., инж.

Управление "Самотлорэнергонефть", Нижневартовск

В настоящее время на нефтяных промыслах Западной Сибири техническое обслуживание (ТО) и ремонты осуществляются согласно руководящему документу "Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок в добыче нефти и бурении" (РД 39-0148311-601-88) [1]. Этот документ определяет планирование и выполнение ТО и ремонтов по календарному принципу — ремонтные мероприятия осуществляются в заранее определенные сроки без учета технического состояния нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования.

Эксплуатация нефтепромысловых сетей имеет ряд особенностей:

значительный износ основных фондов, который в настоящее время достигает более 90%;  
существенные затраты (80%) на проведение плановых ремонтов в общих сетевых расходах управлений "Энергонефть", осуществляющих эксплуатацию электрических сетей и электрооборудования на нефтяных промыслах;

сложность в оперативном обнаружении аварийных отключений в электрических сетях и сниженный процент технологического резервирования на объектах нефтедобычи из-за несоответствия технических и технологических параметров резервного оборудования нормативным значениям;

высокая вероятность наложения аварийного отключения в электрических сетях напряжением 110 и 220 кВ на плановые ремонты в распределительной сети напряжением 35 и 6 кВ, что приводит к увеличению времени простоя оборудования и негативным последствиям, особенно при стихийных явлениях, например, при грозах;

наложение ограничений со стороны потребителя на продолжительность и частоту плановых отключений нефтяных скважин и других объектов нефтедобычи.

Данные обстоятельства при действующих нормативах трудоемкости ремонтов требуют повышенной численности обслуживающего персонала в управлениях "Энергонефть", многократно превышающей существующую.

Таким образом, совершенствование системы технических обслуживаний и ремонтов (ТОР) является актуальной задачей.

Разработка ТОР нефтепромыслового электрооборудования должна проводиться по следующим направлениям:

дальнейшее развитие нормативной базы и стратегий (правил) проведения ТО и ремонтов

на основе сложившейся системы ТОР, существующего уровня надежности и технико-экономических показателей эксплуатации электрооборудования и электрических сетей;

применение технической диагностики (ТД) для определения технического состояния электрооборудования и в дальнейшем осуществление перехода на профилактическое обслуживание и ремонты "по состоянию";

совершенствование организационной структуры управлений "Энергонефть" с учетом применения ТД для электрических сетей и электрооборудования нефтяных промыслов.

В таблице (где приняты обозначения: ОС, Т и К — соответственно осмотры, текущие и капитальные ремонты) даны сравнительные характеристики существующей и предлагаемой систем ТОР нефтепромыслового электрооборудования и электрических сетей.

Одной из особенностей предлагаемой системы ТОР является применение "облегченных" ремонтных циклов. Например, для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ (ВЛ 35 кВ) устанавливается ремонтный цикл вида ОС — Т — ОС. Кроме того, в управлениях "Энергонефть" начали применять ряд приборов, предназначенных для диагностики технического состояния электрических сетей, например, тепловизоры. Это позволяет во время проведения осмотров ВЛ 35 кВ принимать решение о выводе в ремонт на основе тенденции изменения температуры элементов ВЛ 35 кВ.

Следующим этапом совершенствования действующей системы ТОР является определение межремонтных периодов.

В настоящее время в управлениях "Энергонефть" накоплен достаточный объем ретроспективной информации по отказам и авариям в электрических сетях, что является основой для расчета характеристик надежности и межремонтных периодов. Последние определяются исходя из минимизации затрат на эксплуатацию (стоимостей планового и аварийного ремонтов) и ущерба от неопуска продукции и факта отключения потребителя.

В общем виде суммарные затраты, приведенные к единице времени, определяются по формуле

$$Z_{уд}(T) = \frac{Z_{пл}(T) + Z_{ав}(T, t_p) + Y_{ав}(T, t_p) + Y_{ф}(T, t_p)}{T} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $Z_{пл}(T)$ ,  $Z_{ав}(T, t_p)$  — затраты на проведение плановых и аварийных ремонтов;  $Y_{ав}(T, t_p)$  —

Оборудование	Существующая система ТОР				Предлагаемая система ТОР			
	Структура ремонтного цикла	Периодичность, мес			Структура ремонтного цикла	Периодичность, мес		
		ТО	текущего ремонта	капитально-го ремонта		ТО	текущего ремонта	капитально-го ремонта
Воздушные линии электропередачи: 35 кВ	ОС-Т-К-Т-ОС	3	48	120	ОС-Т-ОС	24	120	По техническому состоянию
6 кВ	"-	3	12	72	"-	24	98	"-
Комплектные трансформаторные подстанции 35/6 кВ	ТО-Т-К-Т-ТО	3	24	96	ТО-Т-ТО	12	98	"-
Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки 6/0,4 кВ	ТО-Т-К-Т-ТО	3	12	96	ТО-Т-ТО	12	24	"-

ущерб от простоя объектов нефтедобычи из-за аварийных ремонтов;  $У_{\phi}(t_p)$  — ущерб от факта аварии;  $t_p$ ,  $t_n$  — время ремонта и простоя оборудования;  $T$  — межремонтный период.

Методика определения ущерба для объектов нефтедобычи рассмотрена в [2].

Периодичность ТО и ремонтов для предлагаемой системы ТОР приведена в таблице.

Следующий этап совершенствования планирования ТО и ремонтов — определение состава элементов электрической сети, регламентное обслуживание и ремонты которых проводятся одновременно. Назовем данный состав элементов ремонтным присоединением. Целесообразность применения ремонтных присоединений объясняется сокращением времени простоя объектов нефтедобычи при плановых ремонтах в электрических сетях. Так, время простоя нефтяных скважин для одного присоединения, в состав которого входят ВЛ 6 кВ и несколько пониженных подстанций типа КТПН 6/0,4 кВ, снижается в 2,5 раза. Естественно, значительно сокращается суммарное время простоя, а следовательно, неотпуск нефти потребителю для десятков тысяч ремонтных присоединений на нефтяных месторождениях.

Задача определения ремонтного присоединения имеет два аспекта:

определение электрической схемы ремонтного присоединения;

определение состава элементов и периодичности проведения ТО и ремонтов присоединения.

Состав элементов, входящих в ремонтное присоединение, можно определять путем минимизации затрат и потерь (ущерба) при заданной периодичности проведения ремонтов и введений ряда ограничений. Математическая постановка задачи имеет вид

$$F(n_3, T) = \left[ C_{\text{рем}} n_3 + \chi(n_3) C_{\text{т.с}} \right] + U_{\text{пр}} T_{\text{пр}}(n_3) + U_{\phi} m(T, n_3) \rightarrow \min, \quad (2)$$

где  $n_3$  — количество электрооборудования в ремонтном присоединении;  $\chi(n_3)$  — численность электромонтеров-ремонтников, требующихся для проведения ремонтных работ;  $C_{\text{рем}}$  — стоимость ремонта  $i$ -го электрооборудования;  $C_{\text{т.с}}$  — средняя тарифная ставка;  $U_{\text{пр}}$  — удельный ущерб от простоя;  $T_{\text{пр}}(n_3)$  — время простоя;  $m(T, n_3)$  — число отключений, связанных с проведением ремонтных работ.

Минимизировать функцию цели следует при ограничениях:

$$\begin{aligned} T_{\text{пр}}(n_3) &< T_{\text{пр}}; \\ \chi(n_3) &\leq \chi; \\ m(T, n_3) &< m, \end{aligned}$$

где  $T_{\text{пр}}$ ,  $\chi$ ,  $m$  — ограничения по времени простоя, численности ремонтного персонала и числу отключений объектов нефтедобычи.

Периодичность проведения ТО и ремонтов элементов оборудования, входящего в состав ремонтного присоединения, должна удовлетворять условию кратности, алгоритм определения которой дан в [3].

Дальнейшее развитие системы ТОР возможно на основе ТД нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования. Применение ТД, во-первых, значительно повышает эффективность профилактического обслуживания. Это особенно важно в связи с отставанием численности персонала, занятого ремонтом и ТО, от роста объема установленного электрооборудования, а также в связи с его износом и старением. Во-вторых, применение ТД, использующей современные технические методы и средства, повышает надежность и готовность электрооборудования и электрических сетей. Большое значение при этом имеет технически обоснованный объем ТО и ремонтов, определяемый по результатам ТД.

Ниже приводится пример расчета экономического эффекта от применения диагностики

понижительных подстанций (ПС) напряжением 35/6 кВ.

Эффект от применения ТД на ПС 35/6 кВ определяется по формуле [4]

$$\mathcal{E} = (P_T - И) / (K_p + E_n), \quad (3)$$

где  $P_T$  — полезный эффект от применения диагностики на ПС 35/6 кВ;  $И$  — затраты на эксплуатацию;  $K_p$ ,  $E_n$  — норма отчислений на реновацию от балансовой стоимости и нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Стоимостная оценка полезного эффекта определяется как разница эффекта в добыче (стоимость добываемой нефти, приходящейся на одну ПС 35/6 кВ) и неотпуска нефти из-за аварийных отключений ПС 35/6 кВ для выбранной системы проведения ремонтов.

Затраты на эксплуатацию ПС 35/6 кВ при применении традиционной системы ТОР вычисляются из выражения

$$И = S_{ав} + n_{ос} S_{ос} + n_{т.р} S_{т.р} + n_{к.р} S_{к.р}, \quad (4)$$

где  $S_{ав} = N_{ав} S_{ав.р}$  — стоимость аварийного ремонта;  $N_{ав}$  — количество аварийных отказов ПС 35/6 кВ;  $S_{ав.р}$  — стоимость одного аварийного ремонта;  $n_{ос}$ ,  $n_{т.р}$ ,  $n_{к.р}$  — соответственно количество технических обслуживаний (осмотров), текущих и капитальных ремонтов в год;  $S_{ос}$ ,  $S_{т.р}$ ,  $S_{к.р}$  — соответственно стоимость технических обслуживаний (осмотров), текущих и капитальных ремонтов.

Затраты на эксплуатацию при диагностике ПС 35/6 кВ определяются по формуле

$$И = S_{ав} + n_{ос} S_{ос} + n_d S_d + P_p S_{т.р}, \quad (5)$$

где  $n_d$  — число мероприятий диагностики ПС 35/6 кВ в год;  $S_d$  — стоимость диагностирования ПС 35/6 кВ;  $P_p$  — вероятность проведения

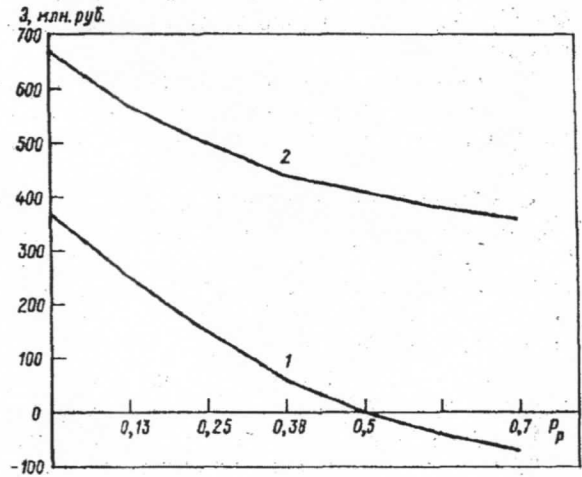


Рис. 1. Кривые зависимости экономического эффекта  $\mathcal{E}$  от числа отказов  $N_{ав}$  и вероятности проведения ремонта  $P_p$ : 1 -  $N_{ав1} = N_{ав2}$ ; 2 -  $N_{ав1} > N_{ав2}$ .

ремонта.

Относительный экономический эффект

$$\mathcal{E}_{отн} = \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1 - S_d, \quad (6)$$

где  $\mathcal{E}_2$  — эффект от применения диагностики;  $\mathcal{E}_1$  — эффект при использовании сложившейся системы ТОР;  $S_d$  — суммарные затраты на диагностику.

На основе данных управления "Самотлор-энергонефть" по формулам (5) и (6) проведен расчет эффекта от применения диагностики ПС 35/6 кВ, результаты которого представлены на рис. 1. Анализ рис. 1 показал, что при  $N_{ав1} = N_{ав2}$  (т.е. ТД не снижает числа аварийных отключений ПС 35/6 кВ) и  $P_p < 0,65$  эффект имеет положительное значение за счет снижения затрат на эксплуатацию. Если  $P_p > 0,65$ , то эффект отрицателен, т.е. проведение диагностики экономически неоправданно. При снижении

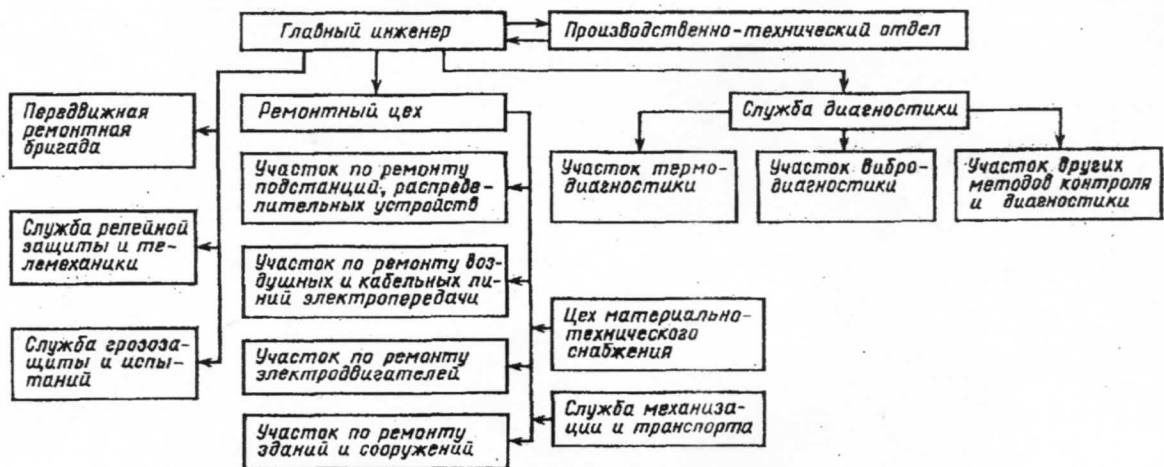


Рис. 2. Структура организации контроля диагностики и проведения ТОР электрооборудования для управлений "Энергонефть".

числа аварийных отключений за счет проведения ТД ( $N_{ав1} > N_{ав2}$ ) эффект может быть значительным.

В настоящее время первоочередными задачами в области диагностики нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования являются:

1) определение параметров, характеризующих техническое состояние, разработка понятия "исправного оборудования" и нахождение набора решений по идентификации исправного состояния нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования;

2) разработка новых и апробирование известных методов (алгоритмов) диагностирования;

3) сбор, накопление, обработка информации о результатах контроля технического состояния, разработка решающих правил определения, прогнозирования развития неисправностей (базы данных) с целью создания экспертной системы диагностики нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования.

Применение ТД на нефтяных промыслах требует изменения организации проведения ТОР. На рис. 2 дан фрагмент организационной структуры управлений "Энергонефть", обеспечивающей проведение контроля, диагностики, ТО и ремонтов нефтепромысловых электрических сетей и электрооборудования. Особенности предлагаемой организационной структуры являются: а) создание передвижных ремонтных бригад, осуществляющих минимальный ремонт по результатам ТД электрических сетей и элект-

трооборудования; б) наличие ремонтной базы на нефтяном месторождении для проведения текущих и капитальных ремонтов на основе диагностирования электрооборудования. Служба диагностики имеет ряд участков в зависимости от специализации диагностирования по видам электрооборудования и применяемых средств и методов ТД.

Таким образом, необходимо дальнейшее совершенствование системы ТОР нефтепромысловых электрических сетей на основе комплексной оценки технического состояния и разработки новых принципов формирования графиков проведения ТО и ремонтов. Применение ТД на нефтяных промыслах экономически оправданно, и целесообразен переход на обслуживание и ремонты электрических сетей и электрооборудования по их состоянию.

#### Список литературы

1. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок в добыче нефти и бурении. РД 39-0148311-601-88. — Куйбышев: Гипровостокнефть, 1988.
2. Сушков В.В., Фрайштетер В.П., Новоселов Ю.Б. Определение ущерба от нарушений электроснабжения объектов нефтедобычи Западной Сибири. — Промышленная энергетика, 1993, № 2.
3. Меньшов Б.Г., Сушков В.В., Новоселов Ю.Б. Определение периодичности технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового электрооборудования. — В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень: ЗапсибНИГРИ. 1982, вып. 53.
4. Ковалев А.П., Кантор В.И., Мотаев А.Б. Экономическое обеспечение надежности машин. — М.: Машиностроение, 1991.