



ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Определение требований к надежности электроснабжения объектов нефтедобычи Западной Сибири

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

Управление "Самотлорэнергонефть", Нижневартовск

В настоящее время основные потребители электрической энергии нефтяных месторождений Западной Сибири (кустовые и дожимные насосные станции, кусты нефтяных скважин и др.) отнесены к первой категории по надежности электроснабжения. Это учитывается при планировании развития и реконструкции системы

электроснабжения (СЭ) нефтяного месторождения.

Дальнейшее развитие (реконструкция) СЭ зависит от финансовых возможностей акционерных обществ, созданных на базе нефтегазодобывающих управлений, которые находятся в тяжелой экономической ситуации. Поэтому повышается степень ответственности принимаемых ре-

шений при составлении бизнес-планов. Оптимальные решения могут быть выбраны путем оценки соответствия между достигнутым уровнем надежности СЭ и требованиями технологии добычи нефти, а также затратами, которые необходимы для обеспечения заданного уровня надежности.

В данной статье на примере нефтяных кустов скважин рассмотрена частная, но важная задача нормирования надежности электроснабжения и определения рациональных затрат и их граничных значений, обеспечивающих наилучшие экономические показатели.

В ПУЭ [1] и разработанной на их основе инструкции [2] определено допустимое время восстановления СЭ $t_{вi}$ потребителей i -й категории по надежности, которое можно принять как один из нормативов надежности. Так, для потребителей I категории время восстановления $t_{вI} = 2$ с (время действия устройств АВР и АПВ) и $t_{вI} = 20$ мин (для нефтепромысловых объектов, имеющих технологическое резервирование), для потребителей II и III категорий — соответственно $t_{вII} \leq 10$ ч, $t_{вIII} \geq 24$ ч.

Таким образом, первым условием нормирования является выполнение неравенства

$$t_{вi} \geq t_{в.ср.э} \quad (1)$$

где $t_{в.ср.э}$ — средняя длительность перерыва в электроснабжении нефтепромыслового потребителя.

По условиям технологии добычи важна не только длительность отключений СЭ, но и их частота. Частые отключения крупных объектов нефтедобычи (товарных парков, комплексных пунктов сбора нефти и т.д.) могут привести к частичному или полному расстройству технологического процесса добычи и подготовки нефти, большому недоотпуску нефти потребителю. Из-за частых отключений кустов нефтяных скважин возможны их замерзание в зимнее время и выход из строя технологического оборудования. Поэтому следующим условием нормирования является выполнение неравенства

$$f_{дi} \geq f_{ср.э} \quad (2)$$

где $f_{дi}$ и $f_{ср.э}$ — допустимая частота отключения объектов нефтедобычи по условиям технологии и средняя частота перерывов в электроснабжении за время T .

Для нефтяных скважин допустимая частота отключений за год принимается равной величине, обратной сроку эксплуатации¹ группы (ку-

стов) нефтяных скважин $T_{скв}$, подключенных к участку электрической сети:

$$f_{дi} = T_{скв}^{-1} \quad (3)$$

Кроме того, целесообразно использовать в качестве норматива следующий интегральный показатель — среднее время простоя, который определяется по формуле

$$d_{ср.э} = J_{ср.э} t_{в.ср.э} \quad (4)$$

Принадлежность к той или иной категории надежности определяется путем использования следующих неравенств:

$$\begin{aligned} t_{вi} &\leq t_{в.ср.э} \leq t_{вi+1}; \\ f_{дi} &\leq f_{ср.э} \leq f_{дi+1}; \\ d_{дi} &\leq d_{ср.э} \leq d_{дi+1}, \end{aligned} \quad (5)$$

где $f_{дi}$ и $d_{дi}$ — допустимые значения частоты отключений и времени простоя для i -й категории надежности.

Задача нормирования надежности СЭ для нефтяных скважин решается в два этапа: на первом — определяются нормативные значения вышеуказанных показателей надежности, на втором — эти показатели рассчитываются для существующих схем электроснабжения кустов нефтяных скважин и полученные значения сравниваются с нормативными.

Если принять для нефтяных скважин $T_{скв} = 30$ лет, а время восстановления СЭ потребителей I—III категорий надежности соответственно $t_{вI} = 20$ мин (принято по условиям технологии добычи нефти с учетом времени года), $t_{вII} \leq 10$ ч и $t_{вIII} \geq 24$ ч, то получим нормативы надежности для нефтяных скважин, которые представлены в табл. 1.

Таблица 1

Категория надежности	Допустимое время восстановления, ч	Допустимая частота перерывов в электроснабжении	Допустимое среднее время простоя, ч/год
I	0,33	0,003	0,011
II	10	0,003	0,33
III	24	0,003	0,798

Перерывы в электроснабжении нефтяных скважин происходят из-за аварий в сетях 6 и 35 кВ. Поэтому оценка надежности электроснабжения кустов скважин проведена для этих сетей, которые в расчетах рассматривались как последовательно соединенные элементы, причем учитывалось резервирование в сетях 6 кВ.

¹ Срок эксплуатации нефтяных скважин можно определить на основе статистической оценки их срока службы или мнения экспертов с последующей математической обработкой результатов опроса.

Схема электроснабжения 6 кВ	Частота перерывов в электроснабжении, год ⁻¹	Длительность перерывов в электроснабжении, ч	Время простоя, ч/год
Нерезервируемая ВЛ 6 кВ	0,13—1,3	2,3—7,3	0,3—9,5
Резервируемая ВЛ 6 кВ с двусторонним питанием	0,1—0,7	2,0—4,0	0,2—2,8
Резервируемая ВЛ 6 кВ с двусторонним питанием, АВР и секционированием	0,014—0,043	1,8—3,3	0,025—0,14
Две взаиморезервируемые ВЛ 6 кВ	0,1—0,5	2,0—4,0	0,2—2,0

Расчеты выполнены для схем электроснабжения кустов скважин управления "Самотлор-энергонепфть", реализованных на магистральных одно- и двухцепных линиях электропередачи (ВЛ) 35 кВ. Понижительные двух- и однотрансформаторные подстанции 35/6 кВ подключены одноцепными заходами и на ответвлениях. Для электроснабжения кустов скважин на стороне 6 кВ используются:

нерезервируемая ВЛ 6 кВ;

резервируемая ВЛ 6 кВ с двусторонним питанием;

резервируемая ВЛ 6 кВ с двусторонним питанием, АВР и секционированием;

две взаиморезервируемые ВЛ 6 кВ, подключаемые к разным секциям шин с АВР на секционном аппарате.

По [3] проведен расчет надежности схем электроснабжения 35 и 6 кВ кустов скважин с учетом схемы сети 35 кВ (табл. 2).

Сравнение результатов расчетов, представленных в табл. 1 и 2, показало, что электроснабжение кустов скважин осуществляется по II и III категориям надежности и что рассматриваемые схемы не удовлетворяют требованиям электроснабжения по I категории.

В практике добычи нефти у производителей возникает естественное желание повысить надежность электроснабжения, а следовательно, и категорию надежности объектов нефтедобычи. Поэтому следующая задача — экономическая оценка мероприятий по повышению надежности, возможных, например, при реконструкции сетей. В качестве основного критерия оценки эффективности принят срок окупаемости $T_{ок}$ капитальных вложений на повышение надежности схем электроснабжения, который определяется по формуле

$$T_{ок} = \Delta K_{п} / \Delta \Pi_{т}, \quad (6)$$

где $\Delta K_{п}$ — капиталовложения с целью повышения надежности (в производственное строительство сетевых объектов, на приобретение средств диагностики и т.д.); $\Delta \Pi_{т}$ — изменение расчетной прибыли при соответствующем повышении

надежности (категорийности) электроснабжения.

Из формулы (6) получено выражение для определения граничных капиталовложений, требуемых для обеспечения более высокой надежности, которое имеет вид

$$\Delta K_{п} = \Delta \Pi_{т} T_{ок.р}, \quad (7)$$

где

$$\Delta \Pi_{т} = (Z - C) (f_{ср.э} t_{в.ср.э} - f_{дi} t_{vi}) q_{\Sigma}; \quad (8)$$

Z — общая выручка от реализации 1 т нефти; C — суммарные эксплуатационные расходы, отнесенные на 1 т нефти; $T_{ок.р}$ — расчетный срок окупаемости, предусмотренный бизнес-планом предприятия (принимается $T_{ок.р} = T_{ок}$); $t_{в.ср.э}$ — длительность перерывов в электроснабжении; q_{Σ} — дебит, т/ч.

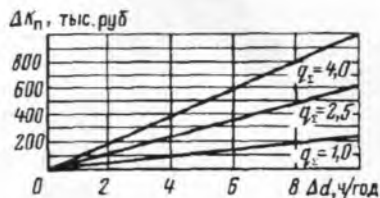
Обозначим $Z - C = K_1$, изменение времени простоя $f_{ср.э} t_{в.ср.э} - f_{дi} t_{vi} = \Delta d$, тогда выражение (8) для $q_{\Sigma} = 1$ т/ч будет иметь вид:

$$\Delta K_{п} = K_1 T_{ок.р} \Delta d. \quad (9)$$

Анализ уравнения (9) показывает, что при малой прибыли (характерно для нефтяных месторождений с падающей добычей, когда цена на нефть и себестоимость по значениям близки друг к другу) допустимый уровень капиталовложений с целью изменения категорийности электроснабжения невысок.

На рисунке даны графики зависимости граничных капиталовложений от времени простоя при $T_{ок.р} = 6$ лет и $K_1 = 4 \cdot 10^3$ руб.

Определим $\Delta K_{п}$, например, для фидера 6 кВ при изменении времени простоя на величину $\Delta d = 4$ ч/год и суммарном дебите нефтяных скважин $q_{\Sigma} = 2,5$ т/ч. Как видно из рисунка, $\Delta K_{п} = 260 \cdot 10^3$ руб. Полученное значение $\Delta K_{п}$ несравнимо с действующими ценами на оборудование и строительство ВЛ 6 кВ, поэтому реконструкция для нефтяных месторождений с



Графики изменения граничных капиталовложений $\Delta K_{п}$ в зависимости от времени простоя Δd и различных дебитов кустов нефтяных скважин $q_{к}$

падающей добычей экономически неоправданна.

Однако приведенное значение $\Delta K_{п}$ соизмеримо со стоимостью приобретения средств технической диагностики (ТД) электрических сетей. Поэтому экономически более выгодно в ряде случаев проводить ТД сетевого оборудования нефтяных месторождений с падающей добычей, чем реконструкцию СЭ.

Реле РИС-Э2М в качестве устройства защиты от дуговых замыканий

Сухоручкин И.В., инж.

АО «Ставропольэнерго»

Для схем защиты комплектных распределительных устройств 6—10 кВ от воздействия открытой электрической дуги разработан ряд фотореле [1—4]. В качестве датчиков освещенности используются фотодиоды или фоторезисторы, состояние которых непрерывно контролируется с помощью специальных электронных схем. Реле предназначены для использования в схемах защит действующих ячеек КРУ (КРУН), не оборудованных заводами-изготовителями защитами от дуговых замыканий. Они имеют следующие недостатки:

потребность в специальном источнике (блоке) питания с несколькими уровнями напряжений;

необходимость специальной развязки фотодатчиков или наличие порогового устройства для отстройки от протекающих в фотодатчиках токов при естественной освещенности защищаемых ячеек;

наличие сложного усилителя из-за крайне малой мощности фотодатчиков;

необходимость использования большого числа электронных компонентов, что в целом снижает надежность устройства.

Автором разработана схема фотореле (см. рисунок), выгодно отличающаяся от вышеуказанных большей простотой и, следовательно, на-

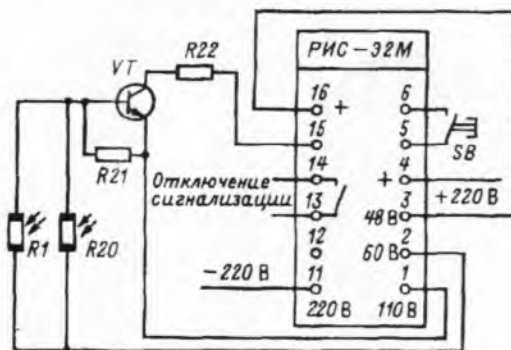
Таким образом, полученное выражение для определения граничных капиталовложений на повышение категорийности нефтяных скважин может применяться для анализа целесообразности проведения мероприятий по повышению надежности электрических сетей 35 и 6 кВ нефтяных месторождений.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. 6-е издание, перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Типовая отраслевая инструкция по расследованию и учету нарушений в работе объектов энергетического хозяйства предприятий и организаций нефтяной промышленности. — Самара: Научно-технический центр «Нефтепроддиагностика», 1994.
3. Методические указания по расчету и нормированию надежности электроснабжения нефтяных промыслов. РД 39-0147323-801-89-Р. — Тюмень: Гипротюменьнефтегаз, 1989.

дежностью и требующая для своей реализации минимальное число комплектующих изделий.

Базовым элементом схемы является реле РИС-Э2М [5], предназначенное для использования в цепях постоянного тока в качестве аппарата, реагирующего на изменения тока в схемах аварийной и предупреждающей сигнализации. Схема обеспечивает появление положительного импульса (приращения) тока на входе реле при возникновении к.з. в любой из защищаемых ячеек КРУ (КРУН). В данном случае оно выполняет функцию группового реле, обеспечивая защиту одновременно 8—10 (в принципе, и



Принципиальная схема реле защиты от дуговых замыканий в ячейках КРУ (КРУН) 6—10 кВ