

**ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА УСТАВОК АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ
В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ, ПИТАЮЩИХ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Белкин В.Г., Космынина Н.М.

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задача любого вида противоаварийной автоматики - ограничение развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме [2]. В данной статье рассмотрим некоторые особенности выбора уставок автоматической частотной разгрузки (АЧР) применительно к объектам энергоснабжения нефтяного месторождения.

АЧР должна обеспечивать [1]:

- уменьшение скорости снижения частоты;
- ограничение величины снижения частоты;
- сокращение времени работы энергосистемы с недопустимо низким уровнем частоты;
- увеличение частоты.

Электроснабжение большей части нефтяных месторождений осуществляется изолировано от единой энергосистемы России по причине большой удалённости и экономической нецелесообразности данного подключения. Экономическую целесообразность изолированной работы обуславливает в том числе наличие попутного газа, применение которого в качестве топлива стало достаточно популярным с учетом экологических аспектов. Стоит отметить, что автономное электроснабжение вносит свои особенности, оказывающие влияние на устойчивую работу электрической сети.

Устройства АЧР традиционно устанавливаются во все распределительные устройства выше 6 кВ по умолчанию заводами-изготовителями электрооборудования. Помимо этого, функция АЧР часто фигурирует в распространённых модификациях микропроцессорных устройств РЗА. Указанные факты в дальнейшем обеспечивают определенную гибкость при выборе уставок и вводе в работу данной автоматики.

При выборе уставок АЧР одним из ключевых вопросов является определение приоритета отключаемой нагрузки. Для решения данной задачи необходимо понимание и важность производственных операций и отключаемого оборудования, участвующих в них.

Показателями технологических процессов нефтяных месторождений является план по выдаче определённого объема продукции (газ, нефть, вода) за конкретный промежуток времени. В большинстве из них используются резервные емкости, позволяющие сохранять определенный запас. Также стоит отметить, что выдачу можно осуществлять с перевыполнением плана. Рассмотрим данные моменты более подробно с описанием конкретных примеров.

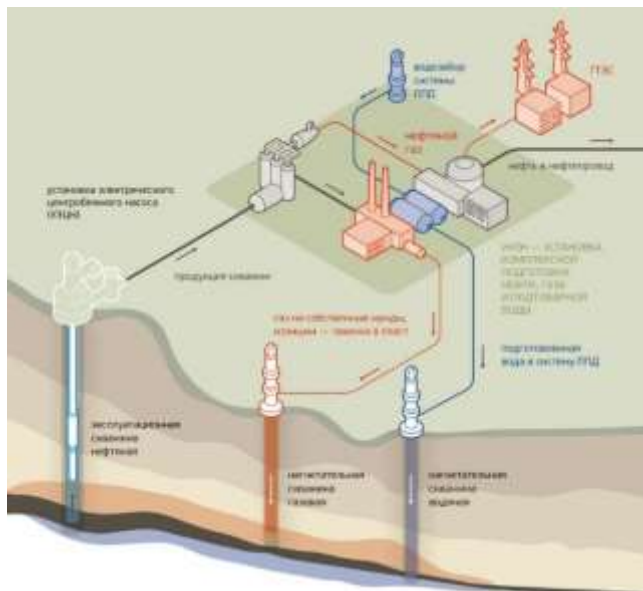


Рис. Обобщенная схема сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождения

В первую очередь предлагается отключение электродвигателей 6 кВ блочной кустовой насосной станции (БКНС), осуществляющие перекачку пресной и пластовой воды и подачу ее на прием нагнетательных скважин в систему поддержания пластового давления. Двигатели для БКНС используются достаточно мощные. В указанной системе используются резервуары, переполнение которых несет определенные риски. Но при этом всегда имеется определенный временной запас для восстановления электроснабжения и запуска насосов.

Следующим по приоритетности является установка комплексной подготовки нефти, газа и подтоварной воды (УКПН), осуществляющую прием добытой продукции, разделение ее на нефть, газ и пластовую воду и последующую подготовку до товарного качества. УКПН потребляет основную часть вырабатываемой электрической энергии за счет

использования большого количества мощных двигателей. УПН бывают разных модификаций, возможно применение энергоемких компрессорных станций, отключение которых также окажет положительный эффект на восстановление частоты.

Примерно в той же градации предлагается отключение приемо-сдаточных пунктов (ПСП), осуществляющие добычу, подготовку, транспортировку нефти. Наиболее мощными потребителями ПСП являются электродвигатели насосов, перекачивающих нефть в магистральный нефтепровод. Для выполнения показателей после незапланированных остановок возможен запуск дополнительных насосов, что способствует выполнению планов по отпуску нефти в рамках договорных отношений.

Также, первоочередным возможно отключение различных КТП, питающих технологические и ремонтные цеха. Большого влияния на восстановление частоты они не окажут, по причине в среднем небольшого потребления электрической энергии. Но для исключения одномоментного маловероятного повышения потребления, данное оборудование безусловно подключаются под действие АЧР.

Отдельно необходимо выделить использование и переработку попутного нефтяного газа (ПНГ). Закачка ПНГ в пласт осуществляется с помощью компрессорной станции. Существует также определенный план по закачке, выполнение которого аналогично реализуется в случае аварийных остановов за счет резервного оборудования. Помимо этого, газ используется в качестве топлива на электрических станциях месторождения. Для питания турбинных установок и газопоршневых двигателей внутреннего сгорания генераторов предъявляются достаточно высокие требования к характеристикам газа, для приведения к соответствию которых используют установку подготовки топливного газа. (УПТГ). По этой причине подключать оборудование УПТГ под действие АЧР не представляется возможным, так как это повлечет за собой остановку подачи топлива для электрических станций.

Основным плановым показателем организации, занимающейся добычей нефти, является объем добытой нефти за определенный промежуток времени. Соответственно к ответственным потребителям правильнее всего отнести питание кустовых площадок. Зарезервировать или добыть дополнительный объем жидкости не представляется возможным. Особенно остро стоит вопрос на месторождениях с выявленными несоответствиями, ранее проведенным геологическим изысканиям, объемов добываемого продукта.

В настоящее время в России большая часть нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), которые являются достаточно энергоемкими. Подключать КТП, питающие ЭЦН, под действие АЧР предлагается в последнюю очередь.

Помимо выше указанного оборудования стоит обратить внимание на системы обогрева (греющий кабель, СКИН-системы, обогрев скважин), которые активно применяются в условия Крайнего Севера и являются наибольшими потребителями электрической энергии в зимнее время года. Время восстановления питания данного оборудования необходимо максимально минимизировать, так как большие простои могут привести к порче технологических систем (промерзание трубопроводов, резервуаров и т.д.)

Для сокращения времени восстановления электроснабжения, в частности для ЭЦН и греющих систем, необходимо применять частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ). При выборе присоединений, подключаемых под действие ЧАПВ, важно обратить внимание на оставшийся резерв мощности генерирующего оборудования для исключения повторного действия АЧР.

Еще одной особенностью, которую необходимо учитывать при выборе уставок АЧР, является изменение частоты в широком диапазоне при коротких замыканиях или набросах большой электрической нагрузки [3]. Для отстроек от данного фактора можно использовать блокировку по скорости изменения частоты, предусмотренную производителями микропроцессорных РЗА. Но при этом необходимо учитывать возможный одномоментный дефицит мощности в аварийных ситуациях, происходящий с большой скоростью, который может привести к ложной блокировке АЧР. Для более точного выбора уставок срабатывания и блокировки, рекомендуется проводить анализ изменения частоты после аварийных ситуаций, особенно после близких к источнику генерации междофазных коротких замыканий.

Пересмотр уставок АЧР необходимо осуществлять после каждого ввода новых потребителей с потенциально высоким потреблением электрической нагрузки. Для мощных двигателей 6 кВ (особенно компрессорных, с прямым пуском, через устройство плавного пуска) необходим детальный анализ осциллограмм переходных режимов на предмет изменения частоты в энергосистеме. Помимо этого, пересмотр настроек АЧР осуществляется при вводе в работу новых генерирующих мощностей.

Рекомендации по выбору уставок АЧР энергосистем нефтяных месторождений, приведенные в данной статье, не являются исчерпывающими и могут корректироваться под местные условия по причине возможных отличий в технологических процессах, ограничений генерирующего оборудования, функциональных особенностей микропроцессорных устройств РЗА.

Литература

1. ГОСТ Р 58335–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. Дата введения 2019-03-01. Введен 28.12.2018 г.– М: Стандартинформ, 2019.– 11 с.
2. ГОСТ Р 55105–2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. Дата введения 2020-03-01. Введен 26.12.2019 г.
3. Гуревич Ю. Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.