

В настоящее время в нефтяной отрасли России более 60 % всей механизированной добычи нефти осуществляется с помощью погружных электроцентробежных насосов с асинхронными электродвигателями. Использование такого оборудования предоставляет возможность решения задачи по снижению удельных затрат энергии на извлечение промысловой жидкости на поверхность различными способами, а также постоянного совершенствования технологии добычи нефти и насосного оборудования. За основу модернизации механизированного фонда добычи принята концепция перехода в массовом порядке на электромеханические комплексы, включающие: станцию управления (СУ), преобразователь частоты (ПЧ), повышающий трансформатор, погружной кабель и погружной асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором (ПЭД). При этом, в соответствии с требованиями РД 39-0137095-001-86 «Автоматизация и телемеханизация нефтегазодобывающих производств», для минимизации потерь нефти при кратковременных нарушениях внешнего электроснабжения системой автоматики СУ предусмотрена очередность и индивидуальный самозапуск установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) по установленному алгоритму. Данная функция позволяет обеспечить работоспособность основного оборудования электромеханического комплекса скважины и «жизнедеятельность» резервуара (нефтеносного пласта) в целом. Однако, как при любом усовершенствовании технологического процесса с применением частотных преобразователей и микропроцессорной техники[1, 2], возникает ряд проблем, (среди которых и электромагнитная совместимость) игнорирование которых, как правило, может привести к умножению на «ноль» все энергоэкономические преимущества модернизации производства. Первичное рассмотрение информации, полученной в результате инструментального обследования Центром энергосберегающих технологий Республики Татарстан при Кабинете Министров РТ одной из российских нефтяных компаний, по несанкционированному отключению скважинного фонда показало нерациональные потери нефти при кратковременных нарушениях электроснабжения основного оборудования скважин. Снижение данных потерь возможно при реализации следующих мер: - разработка и реализация мероприятий по повышению надежности и устойчивости сети ВЛ 6 кВ, направленных на снижение неблагоприятных внешних воздействий (поросль, гроза, налипание, пляска, схлестывание, разрушение изоляторов, иное), приводящих к общему снижению несанкционированных отключений; - упорядочение эксплуатации системы автоматики и защит СУ в соответствии с инструкциями для пользователя в части своевременной корректировки параметров питания ПЭД и уставок аппаратных защит на отключение при изменении режима взаимодействия «УЭЦН – пласт»; - обеспечение условий для электромагнитной совместимости[1] ПЧ как с внешней системой электроснабжения скважинного фонда, так и с приводными

электродвигателями. Рассмотрение сводок нарушения работы автоматизированных скважин механизированного фонда обследуемой нефтяной компании при различных внешних возмущающих факторах за период 2007 – 2011 годы, выявило два основных фактора нарушения работы скважин и соответственно потери нефти: - кратковременные нарушения электроснабжения; - проблемы электромагнитной совместимости: система электроснабжения – преобразователь частоты – асинхронный двигатель. Основная доля кратковременного нарушения электроснабжения происходит из-за неблагоприятных метеоусловий. Так, в таблице 1 представлены аварийные потери нефти за период 2007 – 2011 гг. Таблица 1 Аварийные потери нефти за период 2007 – 2011 гг.

Год	2007	2008	2009	2010	2011	Количество отключений, шт.
Потери нефти, тонн.	108	68	37	61	146	2 967 967,2 1009,6 916,3 1439,1

Основная масса отключений по метеоусловиям приходится на ВЛ 6 кВ, что наглядно продемонстрировано на рис. 1. Рис. 1 – Структура потерь нефти при аварийных нарушениях электроснабжения за 2011 г. по видам оборудования в собственных сетях. Вместе с тем, начиная с 1995 года широкое внедрение инновационных технологических процессов и оборудования нового поколения на предприятиях нефте- газодобычи и подготовки товарной продукции обусловило повышенные требования к качеству электроснабжения. В настоящий момент необходимость принятия действенных мер для снижения негативного воздействия кратковременного нарушения электроснабжения во внешних и внутренних сетях электроснабжения на электроприемники наземной инфраструктуры определяют следующие факторы: - «растаскивание» генерирующих компаний по отдельным собственникам, имеющим разные интересы и поэтому не желающим объединяться и в комплексе решать проблемы устойчивости и надежности электроснабжения потребителей с соответствующим качеством электроэнергии; - сложная система разграничения по балансовой принадлежности линий связи и транспорта электроэнергии между хозяйствующими субъектами; - проектные решения 70-х годов, отнесшие объекты нефтедобычи к потребителям третьей категории, т.е. не предусматривающие наличие второго независимого источника электроснабжения, резервирование и закольцованность линий электропередачи по скважинному фонду; - отставание темпов реконструкции системы электроснабжения по ВЛ 35 и 6 кВ от модернизации скважинного оборудования, технологий добычи и подготовки товарной нефти; - возрастание издержек, снижение объемов добычи и увеличение вредного влияния на природу при нарушении электроснабжения объектов наземной инфраструктуры. Единственным сдерживающим фактором реализации механизмов обеспечения надежности сетей ВЛ 6 кВ внутреннего электроснабжения является отсутствие возможности достижения быстрого энергэкономического эффекта. Возникновение кратковременных нарушений электроснабжения во внешних

сетях электроснабжения (от энергосистемы, по линиям 110, 35 кВ или от локальных источников электроснабжения) приводит в ряде случаев к недопустимому (вплоть до отключения технологического оборудования) отклонению параметров электропитания на основных и/или резервирующих вводах РП и ТП скважинного фонда, к неплановым потерям нефти, повреждению современного оборудования на объектах наземной инфраструктуры и увеличению вредного воздействия на окружающую среду. Определенный «вклад» в общие потери нефти вносят задержки вывода скважин на номинальный режим после восстановления электроснабжения. Вместе с тем, результаты разбора последствий при восстановлении режимов работы скважин после кратковременного нарушения электроснабжения показывают, что основным критерием отказа автозапуска является формальный признак отклонения времени фактического пуска скважины от установленного интервала самозапуска. При этом примерно в 50 % скважин, признанных неуспешными по автозапуску, отклонение интервала времени самозапуска от времени ручного пуска составляет 2 – 25 мин. Далее на рис. 2 приведены результаты обработки статистики отключений скважин за 2008 – 2011 годы. Рис. 2 – Отключение скважин и количество отказов самозапуска. Как видно из графика, более 30% среди не запустившихся системой автоматики СУ скважин не запустились из-за внешних дефектов системы электроснабжения. Безусловно, к причинам потери нефти можно отнести и эксплуатационные. Одной из основных причин аварийных нарушений электроснабжения скважинного фонда, следовательно, неплановых потерь нефти, является низкая надежность воздушных линий передач при неблагоприятных метеороусловиях (рис. 1). Практика эксплуатации воздушных линий 6-10 кВ, как в России, так и за рубежом свидетельствует, что наиболее эффективным способом снижения кратковременных нарушений электроснабжения по метеороусловиям является переход на самонесущие изолированные провода (СИП) 6-10 кВ. Применение СИП позволяет практически полностью исключить кратковременные нарушения электроснабжения при неблагоприятных метеороусловиях и соответственно снизить потери нефти, а также упорядочить работу скважинного фонда. Другим внешним фактором, реально влияющим на работоспособность автоматики СУ электромеханического комплекса скважин, является широкомасштабное применение частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) без учета электромагнитной совместимости. Как показывает зарубежный и отечественный опыт эксплуатации, ЧРП имеют ряд особенностей, которые должны быть учтены при построении схем электроснабжения скважинного фонда. ЧРП оказывает негативное влияние на протекание электромагнитных и электромеханических процессов обустройства скважины, как в установившемся режиме работы оборудования, так и в переходном процессе. Процессы коммутации в преобразователях частоты вызывают генерацию высших гармоник, что приводит

к ряду негативных последствий, а именно: - ухудшение качества электрической энергии, что приводит к увеличению электрических потерь; - нарушение устойчивости функционирования устройств технологической и сетевой автоматики; - сокращение сроков службы основного электротехнического оборудования из-за перегрузки магнитных и емкостных цепей; - дополнительный нагрев токонесущих проводов погружного оборудования и, следовательно, ускоренный износ изоляции; - повышенная вибрация, приводящая к поломкам погружных установок нефтяных добывающих скважин. Перечисленные последствия определяют необходимость обеспечения электромагнитной совместимости преобразователей частоты, как с системой электроснабжения нефтяного комплекса, так и с приводными асинхронными двигателями. Многообразие видов помех и их источников диктует самые разнообразные способы обеспечения электромагнитной совместимости с учетом требований стандарта качества электроэнергии. Практика показывает, что основными средствами решения проблемы электромагнитной совместимости являются: индивидуальное подавление помех у их источников, централизованное их подавление в электрических сетях (в частных случаях сводящееся к такому формированию сети электроснабжения, при котором исключаются воздействия помех на другие электроприемники), обеспечение повышенной помехозащищенности чувствительных электроприемников [3]. На рис. 3 представлена кривая изменения коэффициента успешности автозапуска по годам, из которой однозначно просматривается общее снижение данного коэффициента по мере увеличения количества скважин, оснащенных ЧРП. Рис. 3 – Кривая коэффициента успешности автозапуска по годам и типам ПЭД. Особенно данное обстоятельство сказалось на маломощных ПЭД серии Э-45, Э-60 и Э-80 к которым рекомендуется принять первоочередные меры в части установки высокочастотных фильтров на входе в СУ. Таким образом, можно отметить недостаточную изученность воздействия ПЧ на: качество электрической энергии; параметры и значения потерь в отдельных элементах УЭЦН в переходных режимах; состояние изоляции обмоток силового оборудования скважины; электромагнитную совместимость электрооборудования электротехнического комплекса в целом. Для более подробного изучения данных вопросов представляется актуальным проведение дополнительных НИР и экспериментальных исследований влияния гармонического состава кривых тока и напряжения, как на систему внешнего электроснабжения (ВЛ 6 кВ, КЛ 0,4 кВ, трансформаторные пункты 6/0,4 кВ скважинного фонда), так и на параметры самозапуска. Кроме того, необходимо обратить внимание на защиту и настройку СУ с ЧРП, включая диагностику состояния высоковольтной изоляции повышающего трансформатора, погружного кабеля и ПЭД. [1] Под электромагнитной совместимостью стоит понимать: способность электроустановки функционировать в заданной

электромагнитной среде так, чтобы не вызывать недопустимого электромагнитного воздействия (недопустимых помех) на эту среду и находящиеся в ней устройств.