



АСУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕМ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

**В.Н. МЕЩЕРЯКОВ (ЛГТУ, г. Липецк),
А.С. ВОЛКОВ, Д.В. ПРОСКУРЯКОВ, О.В. КУЗИНА, О.В. КРЮКОВ
(ООО “ТСН-электро”, г. Нижний Новгород)**



Представлены результаты создания системы автоматизированного диспетчерского контроля и управления технологическими объектами нефтепроводов в рамках комплекса работ по проектированию системы магистральных нефтяных трубопроводов Республики Казахстан. Рассмотрены инновационные решения, обеспечивающие автоматическое управление электрооборудованием объектов нефтеперекачивающих станций, повышение уровня безопасности и энергоэффективности эксплуатации нефтепроводов и обеспечение качества транспортируемых нефтепродуктов. Предложено описание особенностей функционирования структурной схемы автоматизированной системы управления технологическим процессом транспорта нефти на основе концепции открытых международных стандартов всех уровней ИТ-взаимодействий компонентов.

Ключевые слова: автоматизированная система управления; мониторинг; контроль; магистральный трубопровод; нефтеперекачивающая станция.

ВВЕДЕНИЕ

Перспектива стабильного развития ведущих отраслей топливно-энергетического комплекса России является одним из стратегических направлений в экономике РФ [1-4]. Особую актуальность в этой связи приобретает дальнейшее совершенствование нефте-транспортной инфраструктуры для обеспечения роста экспорта нефти, а также поставок нефтепродуктов на внутренние рынки. Для этого основные операторы поставок отечественной нефти на экспорт выполняют целый комплекс работ:

- оптимизацию поставок нефти;
- объединение всей системы нефтяных трубопроводов в единую технологическую систему;
- обеспечение взаимодействия с операторами, потребителями и поставщиками нефти, действующими на территории России;
- организацию менеджмента качества нефти и воздействия на окружающую среду в соответствии с требованием международных стандартов ISO.

Поставленные задачи решаются на основе современных информационных технологий управления электрооборудованием [5-9], которые уже успешно апробированы в смежных отраслях промышленности России [10-14].

В частности в оперативном режиме выполнен комплекс проектных работ по созданию АСУ ТП нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефтепроводов (МН), проходящих по территории Республики Казахстан. Состав работ определялся в соответствии с ГОСТ 34.601-90 “АСУ. Стадии создания”. Комплексное обследование систем электро-энергетики НПС (рис. 1) позволило выработать предложения по подготовке технологических процессов на объектах к автоматизации, разработать проект и рабочую документацию, включая информационно-алгоритмическое обеспечение, провести авторский надзор и подготовку документации “Как построено” [15-17].

В данном проекте основной задачей является создание системы автоматизированного диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами, которая должна обеспечивать:



Рис. 1.
Общий вид комплектной подстанции до 35 кВ в утепленном корпусе

- управление всеми технологическими объектами;
- повышение уровня безопасности эксплуатации нефтепроводов;
- обеспечение качества нефти в соответствии с требованиями стандарта ISO;
- мониторинг технологического оборудования;
- обнаружение и локализацию утечек [18-22].

Объекты, для которых выполнялось проектирование АСУ ТП, выделены красным цветом на рис. 2 и рис. 3. Основными объектами автоматизации явились головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС), линейные НПС и станции подогрева нефти (СПН).



Рис. 2. Схема трубопроводов Западного и Актюбинского участков нефтепроводов



Рис. 3. Схема трубопроводов восточного участка нефтепровода

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ АСУ НПС

В состав вышеназванных объектов вошли магистральные насосные, подпорные насосные, резервуарные парки, наливные и сливные железнодорожные эстакады, а также танкерные причалы, узлы пуска и приема устройств очистки и диагностики трубопроводов, пункты подогрева нефти, узлы регулирования давления нефти с запорной арматурой, узлы учета нефти, вспомогательные системы, обеспечивающие функционирование НПС.

При разработке проекта решена задача использования однородных ПТС на каждом из уровней управления. Для автоматизации НПС, нефтехранилищ и СПН использованы программно-технические средства Freelance 2000, которые обеспечивают высокий уровень масштабирования, резервирование, диагностирование до уровня канала, простоту обслуживания, функции мониторинга и контроля.

Функциональность АСУ ТП обеспечена созданием автоматизированной многоуровневой системы на базе современных ПТС, реализацией принципа управления “сверху” путем приема в автоматическом режиме плановых заданий и установок работы НПС с вышестоящего уровня, обеспечением непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения станции, оптимизацией режимов работы станций, повышением технико-экономических показателей за счет своевременного определения, локализации и устранения утечек, а также сокращения простоев за счет определения оптимального режима перекачки.

Особенностью проектируемой СА технологическим электрооборудованием являлось внедрение ее на существующих, действующих объектах (НПС, СПН), что предъявляло соответствующие требования к основной технологии и системам жизнеобеспечения. При этом заменено устаревшее и изношенное оборудование КИП, исполнительных устройств и механизмов, систем локальной автоматики на современные микропроцессорные системы с интеграцией в создаваемую АСУ ТП НПС МН. В составе работ проведен анализ наличия введенных в действие микропроцессорных систем и современной аппаратуры датчиков, по результатам которого выработаны решения по их интеграции в АСУ ТП.

В ходе детального технического обследования определен объем реконструкции морально и физически устаревшего технологического и электротехнического оборудования, а также части трубопроводов. Разработаны предложения по подготовке объектов к внедрению новой современной системы АСУ ТП.

Учитывая динамику изменений технологических задач и развития инфраструктуры объектов, АСУ ТП создавалась изначально с открытой архитектурой, позволяющей дополнять систему при вводе в строй новых технологических объектов или участков магистральных нефтепроводов, либо замены морально устаревших компонентов системы при минимальных затратах на стыковку с существующим комплексом ПТС.

Система диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами НПС является многоуровневой (рис. 4). Благодаря тому, что технологическое оборудование во многом унифицировано [23–26], созданы стандартные алгоритмические модули, которые адаптировались для конкретных объектов автоматизации. Таким образом, однородность создаваемой системы была обеспечена не только на аппаратном уровне технических средств, но и на алгоритмическом и программном уровне.

Проиллюстрируем проектные решения на примере АСУ ТП головной НПС (4-й уровень диспетчерского управления), где представлены практически все виды ПТС, примененные в проекте. Структурная схема АСУ ТП ГНПС, представлена на рис. 5.

Структура комплекса программно-технических средств АСУ ТП ГНПС (как и всей АСУ ТП нефтепроводов) базируется на следующих основных принципах построения АСУ ТП:

- централизованный, иерархический контроль и управление технологическими объектами и магистральными нефтепроводами;
- открытая архитектура IT-взаимодействия компонентов АСУ;
- распределенная структура подсистемы сбора и обработки;
- оптимизация распределения функций сбора информации, контроля, управления на базе объектно-ориентированного подхода;
- простота ТО и высокая степень готовности ПТС;
- короткое время восстановления системы;
- самодиагностика и выборочное дублирование или резервирование компонентов комплекса ПТС.

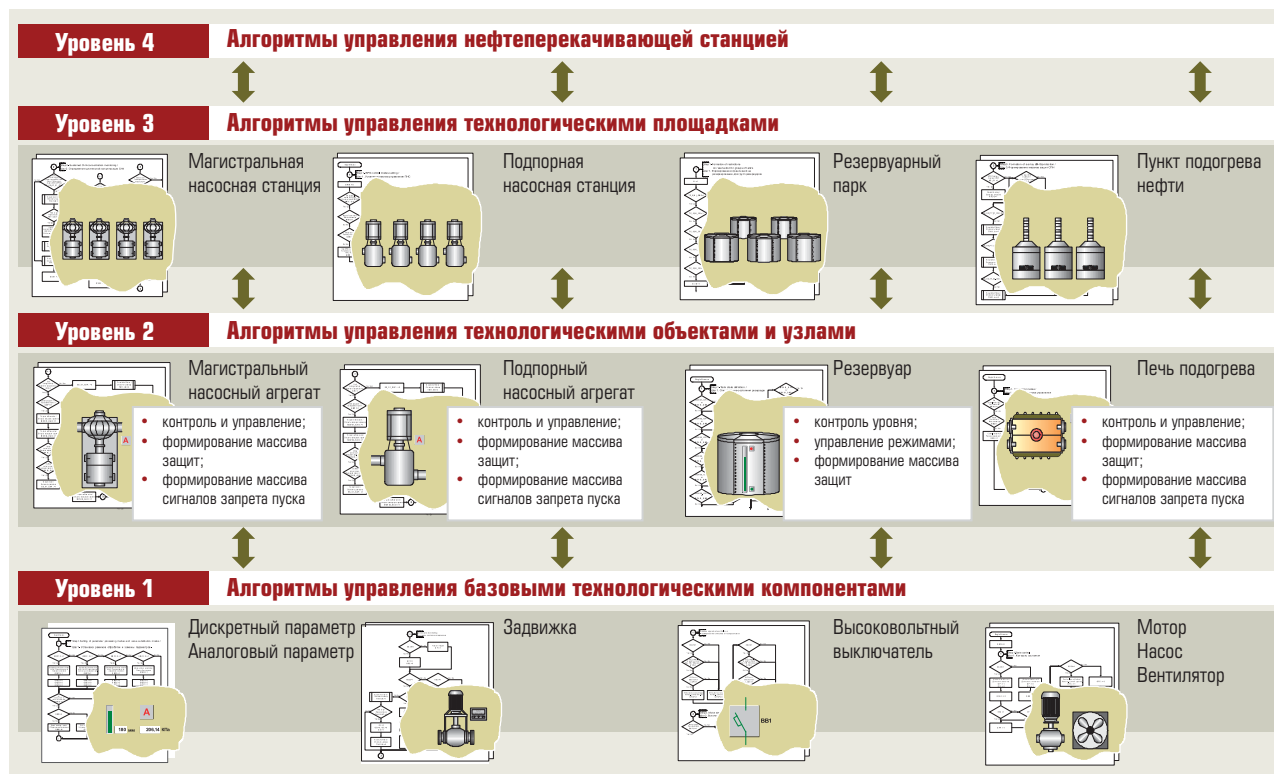


Рис. 4. Функциональная структура алгоритмического обеспечения АСУ ТП

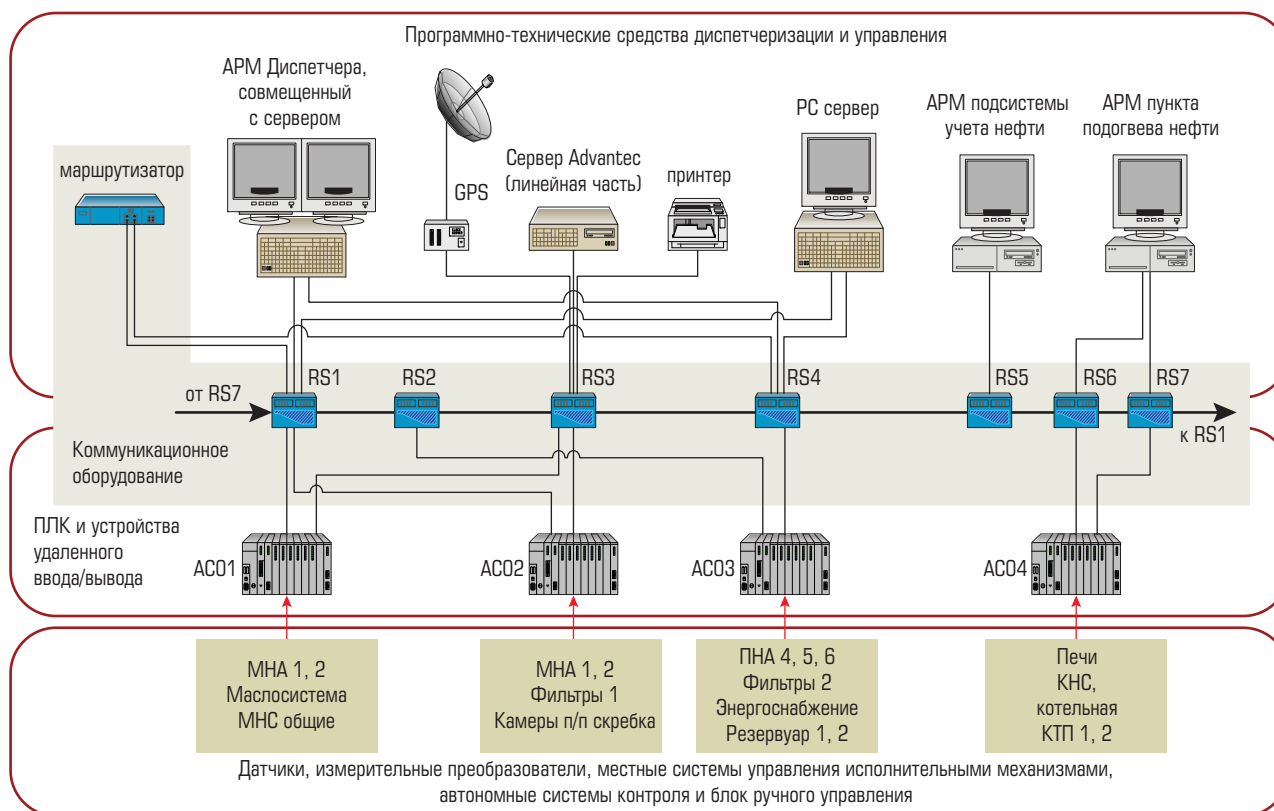


Рис. 5. Структурная схема АСУ ТП ГНПС

Принятая концепция построения структуры комплекса ПТС предусматривает применение открытых международных стандартов для всех уровней ИТ-взаимодействия компонентов СА. Таким образом, обеспечивается будущее расширение и модернизация АСУ ТП.

Кроме того, концепция построения структуры комплекса ПТС определяет взаимосвязь между устройствами и уровнями ПТК с максимально возможным приближением к функционально-групповому принципу построения технологического объекта управления (ТОУ).

Структурная схема технических средств АСУ ТП ГНПС разработана по принципам многоуровневой, иерархической информационно-управляющей системы и имеет 3-х уровневую иерархию:

1. ПТС диспетчеризации и управления.
2. ПЛК AC800F и устройства удаленного ввода/вывода S800.
3. Датчики, измерительные преобразователи, местные системы управления исполнительными механизмами, автономные системы контроля и блок ручного управления.

Структура реализована в виде распределенной по технологическим объектам системы, с целью образования локальных децентрализованных структур.

ПТС на уровне ДП ГНПС могут функционировать в режимах:

- Автоматизированный режим работы в полном составе.
- Автоматизированный режим с включением резервных элементов системы.
- Автоматизированный режим работы не в полном составе.

Первый режим является основным, два последних — резервными для обеспечения живучести системы при возникновении внештатных или аварийных ситуаций. Для повышения надежности задачи диагностики комплекса ПТС выполняются на всех уровнях с использованием функций самодиагностики. На уровне контроллеров формируются диагностические признаки состояния, измерительных каналов, модулей S800, источников питания. На уровне сервера SCADA диагностируются состояния контроллера и сети Ethernet [27-30].

Аппаратура системы диагностируется автоматически в процессе работы. При необходимости может быть организован режим контроля системы для более глубокой диагностики, в этом случае контроль должен

запускаться оператором с рабочих мест системы. Данные о неисправности аппаратуры вводятся в базу данных, и отображаются на экране с указанием отказавшего узла системы с точностью до блока и регистрируются в протоколе событий.

В АСУ ТП ГНПС реализованы функции: коммуникационные, информационные, дистанционного управления, формирования отчетов, настройки компонент АСУ ТП.

В число автоматизируемых ТОУ входят СПН, предназначенные для подогрева транспортируемой высоковязкой нефти. При перекачке с подогревом СА должна обеспечивать выполнение соответствующих расчетов и определение условий работы нефтепровода с наименьшим энергопотреблением и поддержание оптимального режима эксплуатации. При этом осуществляется контроль за состоянием с дистанционным управлением печами подогрева, задвижками технологических нефтепроводов, системой внутренней циркуляцией нефти, системой топливообеспечения горелок печей, системой станционного пожаротушения.

САУ обеспечивают автоматические защиты от недопустимых режимов работы ТП, в том числе защиту от перелива нефти в резервуары при достижении в них максимального (аварийного) уровня нефти и переключение потока нефти в специально выделенные емкости.

Одной из важных составляющих внедряемой SCADA является возможность обнаружения утечек (COY) для определения дефектов, возникших под влиянием природных факторов или хищений из нефтепровода и позволяющая исключить или значительно сократить катастрофические экологические последствия.

Выводы

Таким образом, комплекс проектных работ по созданию АСУ ТП нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов, проходящих по территории Республики Казахстан, позволил создать интегрированную систему диспетчерского контроля и управления трубопроводами и технологическими объектами. Проектные решения позволили обеспечить выполнение современных требований к созданию подобных больших автоматизированных систем: функциональность, надежность, устойчивость, однородность, совместимость.

Список литературы

1. Воробьев С.В., Инполитов В.А., Крюков О.В. Системы автоматизации электрооборудования объектов с магистральными нефтепроводами // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2021, № 9, с. 64-71.
2. Воронков В.И., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Электроснабжение и электрооборудование линейных потребителей МГ // Газовая промышленность. 2010, № 3, с. 32-37.
3. Belousov A.S., Meshcheryakov V.N., Valtchev S., Kryukov O.V. Development of a control algorithm for three-phase inverter in two-phase electric drives reducing the number of commutations // В сборнике: Proceedings – 2019 1st International Conference on Control Systems, Mathematical Modelling, Automation and Energy Efficiency, SUMMA 2019. 2019, p. 444-449.
4. Крюков О.В., Степанов С.Е., Серебряков А.В. Современный подход к организации ремонта по данным прогноза технического состояния и ресурса электрооборудования // Газовая промышленность. 2017, № 8(756), с. 84-89.
5. Мещеряков В.Н., Ласточкин Д.В., Крюков О.В. Приложения теории нечетких множеств для обработки данных и задач прогнозирования в системах АЭП // В сборнике: Современные сложные системы управления. Материалы XII МНПК. 2017, с. 153-158.
6. Васенин А.Б., Крюков О.В. Энергоэффективные и экологичные установки воздушного охлаждения // В сборнике: Великие реки' 2017 труды научного конгресса 19-го МНПФ. НГАСУ. 2017, с. 93-96.
7. Крюков О.В. Алгоритмы быстрого преобразования Уолша в микропроцессорных системах управления электроприводом // Известия ВУЗов. Электромеханика. 2005, № 4, с. 39-44.
8. Крюков О.В. Моделирование и микропроцессорная реализация электромеханических систем // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2015, № 3, с. 55-61.
9. Воеков В.Н., Мещеряков В.Н., Крюков О.В. Вентильный электропривод для погружных нефтяных насосов с импульсным повышающим преобразователем напряжения в звене постоянного тока ПЧ и релейным управлением инвертором напряжения // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2020, т. 20, № 2, с. 110-119.
10. Крюков О.В., Степанов С.Е., Васенин А.Б. Поддержка диспетчерских решений ГТС на базе оценки их энергоэффективности // Наука и техника в газовой промышленности. 2019, № 4, с. 71-81.
11. Васенин А.Б., Степанов С.Е., Крюков О.В., Титов В.Г. Реализация капсулированных электроприводных ГПА на объектах ПАО "Газпром" // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2020, т. 63, № 1, с. 31-37.
12. Крюков О.В. Автоматизированное нагружающее устройство для комплексных испытаний поршневых двигателей // Двигателестроение. 2016, № 2(264), с. 30-35.
13. Крюков О.В., Степанов С.Е. Модернизация систем управления ЭГПА в условиях действующих компрессорных станций // В сборнике: Проблемы автоматизации и управления в технических системах. МНТК под ред. М.А. Щербакова. 2013, с. 29-32.
14. Крюков О.В., Мещеряков В.Н., Гуляев И.В. Электроприводы на основе машины двойного питания и асинхронного вентильного каскада с преобразователями в цепях статора и ротора // Саранск, 2020.
15. Кононенко А.Б., Косоротов А.А., Крюков О.В. Расширение функциональных возможностей автоматизации и мониторинга распределительных устройств КТП "Каскад" // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2020, № 12, с. 26-31.
16. Груздев В.В., Волков А.С., Крюков О.В. Методологический подход к прогнозированию технического состояния трансформаторов распределительных устройств // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2021, № 1(138), с. 14-19.
17. Крюков О.В., Серебряков А.В., Макриденко Л.А., Волков С.Н., Сарычев А.П., Кобельков Н.О. Мониторинг и прогнозирование технического состояния электромеханических систем энергетики // М.: АО "ВНИИЭМ", 2017.
18. Крюков О.В. Комплексный анализ условий эксплуатации электродвигателей ГПА // Компрессорная техника и пневматика. 2013, № 4, с. 14-19.
19. Степанов С.Е., Крюков О.В. Выбор методов мониторинга и прогнозирования технического состояния автоматизированных электроприводов энергетических объектов // Контроль. Диагностика. 2018, № 11, с. 32-39.
20. Kryukov O.V., Blagodarov D.A., Dulnev N.N., Safonov Y.M., Fedortsov N.N., Kostin A.A. Intelligent control of electric machine drive systems // В сб.: 2018 10th International Conference on Electrical Power Drive Systems, ICEPDS 2018 – Conference Proceedings 10. 2018, p. 8571670.
21. Репин Д.Г., Крюков О.В. Концепты системы мониторинга технического состояния компрессорных станций // Контроль. Диагностика. 2017, № 12, с. 30-35.

22. *Васенин А.Б., Степанов С.Е., Крюков О.В.* Методология и средства оперативного мониторинга электродвигателей на КС // Контроль. Диагностика. 2019, № 11, с. 52-58.
23. *Крюков О.В.* Оптимизация работы технологически связанных электроприводов ГПА КС // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2014, т. 1, № 2, с. 26-31.
24. *Крюков О.В.* Идентификация параметров приводных электродвигателей газовых турбокомпрессоров // В сборнике: Идентификация систем и задачи управления: Труды X Международной конференции. ИПУ им. В.А. Трапезникова. 2015, с. 348-367.
25. *Крюков О.В.* Принципы малолюдных технологий в организации работы электроприводных компрессорных станций // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014, № 4, с. 10-13.
26. *Kryukov O.V., Serebryakov A.V.* Modern systems of outdoor illumination for compressor stations // Light & Engineering. 2016, b. 24, № 2, p. 128-131.
27. *Крюков О.В.* Коммуникационная среда передачи данных сети ETHERNET на полевого уровне различных объектов // Автоматизация в промышленности. 2012, № 12, с. 26-30.
28. *Kryukov O.V., Gulyaev I.V., Teplukhov D.Y.* Method for stabilizing the operation of synchronous machines using a virtual load sensor // Russian Electrical Engineering. 2019, b. 90, № 7, p. 473-478.
29. *Крюков О.В., Серебряков А.В.* Экологические направления электроснабжения и задачи энергосбережения при реконструкции объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015, № 8, с. 23-33.
30. *Kryukov O.V., Serebryakov A.V.* Energy efficient power supply systems of oil and gas pipelines electric drives // Bulletin of South Ural State University. Series: Power Engineering. 2017, b. 17, № 3, p. 102-110.

Липецкий государственный технический университет:

Мещеряков Виктор Николаевич — д-р техн. наук, заведующий кафедрой электропривода.

ООО "ТСН-электро", г. Н. Новгород:

Волков Александр Сергеевич — главный инженер проекта,

Проскуряков Дмитрий Владимирович — ведущий инженер АСУ ТП,

Кузина Ольга Владимировна — инженер проектировщик,

Крюков Олег Викторович — д-р техн. наук, заместитель директора по науке.