

УДК 62-52: 656.56

О.В. Крюков**АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ
ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ**ОАО «Гипрогазцентр» (Н. Новгород),
Нижегородский государственный технический университет им. П.Е. Алексеева

Рассмотрены результаты реализации пилотного проекта автоматизации энергоэффективного транспорта нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Предложена функциональная схема и современные технические средства автоматизированных систем управления нефтеперекачивающими станциями и алгоритмы управления основными технологическими установками транспорта углеводородного сырья.

Ключевые слова: автоматизация, магистральные нефтепроводы, электропривод, нефтеперекачивающие станции, технические средства АСУТП.

Надежный и энергоэффективный транспорт нефтепродуктов является одним из стратегических направлений в экономике многих стран, включая Россию и Казахстан. В этой связи особую актуальность приобретает дальнейшее развитие нефтетранспортной инфраструктуры для обеспечения роста экспорта нефти. Для этого ЗАО «КазТрансОйл» как основной оператор поставок казахстанской нефти на экспорт выполняет комплекс работ [1].

Среди прочих можно выделить оптимизацию поставок нефти, объединение всей системы нефтяных трубопроводов Казахстана 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 международного стандарта ISO. Поставленные задачи решаются на основе современных информационных технологий [2-6].

Нефтегазовый проектный институт АО «Гипрогазцентр» по заказу компании АВВ (Германия) выполнил 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". АО "Гипрогазцентр" участвовал в комплексном обследовании объектов с выработкой предложений по подготовке технологии объектов к автоматизации, разработке проекта и рабочей документации, включая информационно – алгоритмическое обеспечение, проведении авторского надзора и подготовку документации "Как построенно" [7-13].

В данном проекте заказчиком была поставлена задача создания системы автоматизированного диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами ЗАО «КазТрансОйл», которая должна обеспечить автоматизированное 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 [14-16]. Объекты, для которых выполнялось проектирование АСУ ТП, выделены серым цветом на рис. 1 и рис. 2.

Основными объектами автоматизации явились головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС), линейные НПС и станции подогрева нефти (СПН).

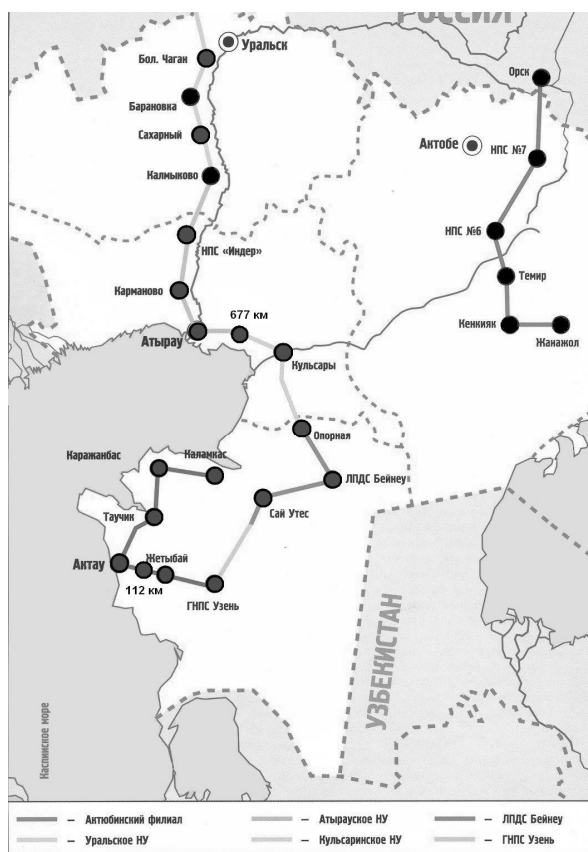


Рис. 1. Схема трубопроводов Западного и Актюбинского филиалов «КазТрансОйл»

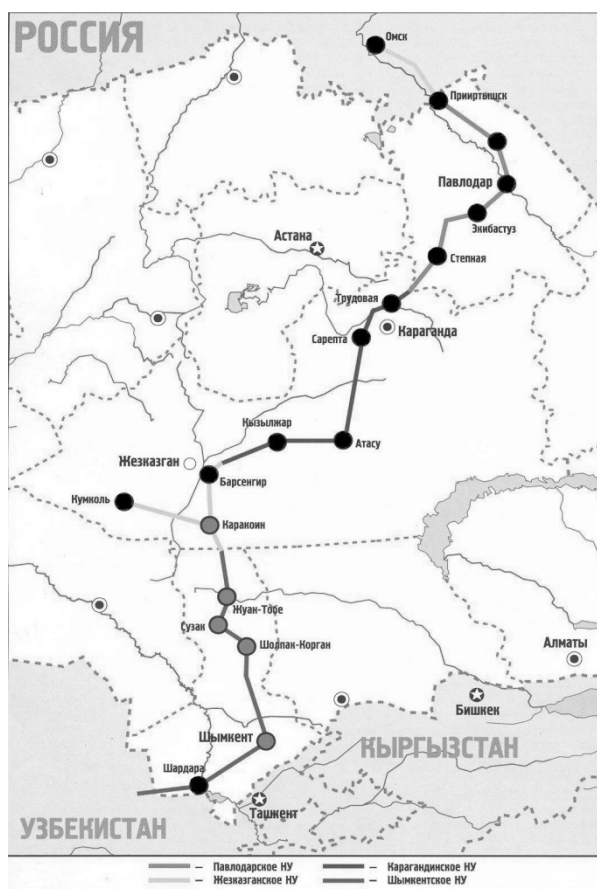


Рис. 2. Схема трубопроводов восточного филиала «КазТрансОйл»

Особенности проекта

В составе названных объектов вошли магистральные насосные, подпорные насосные, резервуарные парки, наливные/ сливные железнодорожные эстакады и 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 была решена задача использования однородных ПТС на каждом из уровней управления. Для автоматизации НПС, нефтехранилищ и СПН были использованы программно-технические средства Freelance 2000 (поставки ABB Automation Systems GmbH), которые обеспечивают высокий уровень масштабирования, резервирование, диагностирование до уровня канала, простоту обслуживания, функции мониторинга и контроля [17-23].

Функциональность АСУ ТП обеспечила создание автоматизированной многоуровневой системы на базе современных ПТС, реализацию принципа управления «сверху» путем приема в автоматическом режиме плановых заданий и установок работы НПС с вышестоящего уровня, обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения станции, оптимизацию режимов работы станций, повышение технико-экономических показателей за счет своевременного определения, локализации и устранения утечек, а также сокращения простоев за счет определения оптимального режима перекачки.

Особенностью проектируемой СА являлось внедрение ее на существующих, действующих объектах (НПС, СПН), что предъявляло соответствующие требования к основной технологии и системам жизнеобеспечения. При этом заказчиком были поставлены задачи по замене устаревшего и изношенного оборудования КИП, исполнительных устройств и механизмов, систем локальной автоматики на современные микропроцессорные системы с интеграцией в создаваемую АСУ ТП НПС МН. В составе работ был проведен анализ наличия введенных в действие микропроцессорных систем и современной датчиковой аппаратуры, 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.

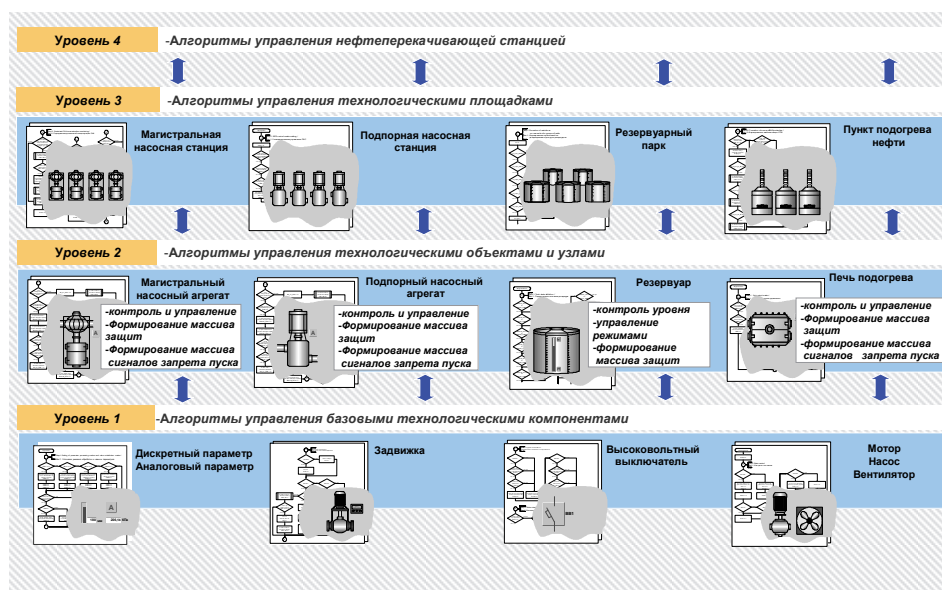


Рис. 3. Функциональная структура алгоритмического обеспечения АСУ ТП

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 заменять морально устаревшие компоненты системы при минимальных затратах на стыковку с существующим комплексом ПТС.

Система диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами ЗАО «КазТрансОйл» является многоуровневой. Благодаря тому, что технологическое оборудование во многом подобно, были 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. 4.

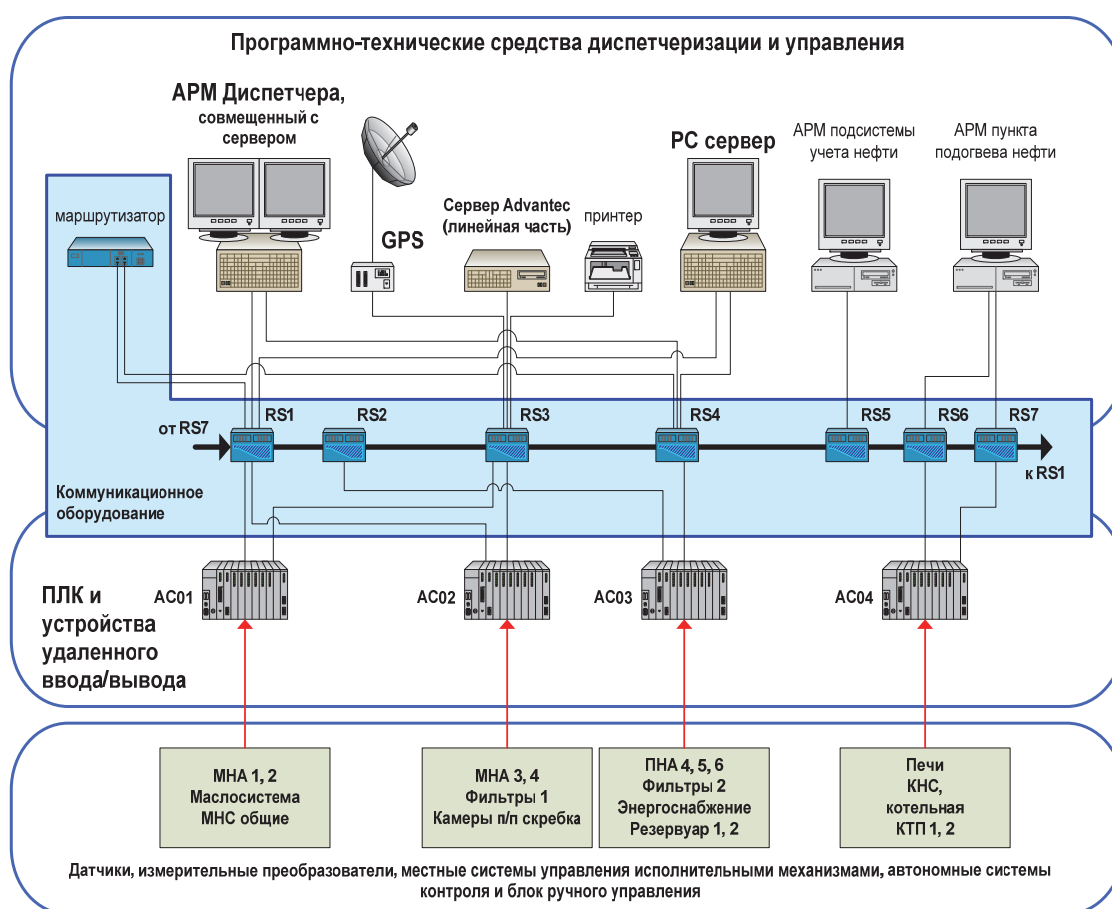


Рис. 4. Структурная схема АСУ ТП ГНПС

Структура комплекса программно-технических средств АСУ ТП ГНПС (как и всей АСУ ТП НПС МН ЗАО «КазТрансОйл») 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.

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

Принятая 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 трехуровневую 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.

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, 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 стационарного 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.

Важной составляющей внедряемой SCADA является возможность обнаружения утечек (СОУ) 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 дали возможность обеспечить выполнение современных требований к созданию подобных больших автоматизированных систем: функциональность, надежность, устойчивость, однородность, совместимость.

Библиографический список

1. **Сманкулов, А.С.** КазТрансОйл: стратегия успеха // Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – № 15 (82). – С. 65–67.
2. **Milov, V.R.** Intellectual management decision support in gas industry / V.R. Milov, B.A. Suslov, O.V. Kryukov // Automation and Remote Control. – 2011. – Т. 72. – № 5. – С. 1095–1101.
3. **Захаров, П.А.** Системы автоматизации технологических установок для эффективного транспорта газа / П.А. Захаров, Н.В. Киянов // Автоматизация в промышленности. – 2008. – № 6. – С. 6–10.
4. **Крюков, О.В.** Встроенная система диагностирования и прогнозирования работы асинхронных электроприводов // Известия ВУЗов. Электромеханика. – 2005. – № 6. – С. 43–46.
5. **Серебряков, А.В.** Оптимизация управления автономными энергетическими установками в условиях стохастических возмущений // Промышленная энергетика. – 2013. – № 5. – С. 45–49.
6. **Горбатушков, А.В.** Принципы построения инвариантных электроприводов энергетических объектов / А.В. Горбатушков, С.Е. Степанов // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: тр. IV ВНИПК; под общ. ред. В.Ю. Островляничка. – 2010. – С. 38–45.
7. **Крюков, О.В.** Прикладные задачи теории планирования эксперимента для инвариантных объектов газотранспортных систем // Труды IX Международной конференции «Идентификация систем и задачи управления», SICPRO `12, 2012. – С. 222–236.
8. **Kadin, S.N.** Questions related to the development of metrological assurance in the design of Gazprom facilities / S.N. Kadin, A.P. Kazachenko, A.V. Reunov // Measurement Techniques. – 2011. – Т. 54. – № 8. – С. 944–952.
9. **Серебряков, А.В.** Экологические направления электросбережения и задачи энергосбережения при реконструкции объектов ОАО «Газпром» // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2015. – № 8. – С. 23–33.
10. **Титов, В.В.** Разработка АСУ автономными энергетическими установками // Автоматизация в промышленности. – 2009. – № 4. – С. 35–37.
11. **Киянов, Н.В.** Опыт проектирования и реализации АСУ электротехнических систем на базе сетей Ethernet для различных объектов / Н.В. Киянов, Д.Н. Прибытков // Автоматизация в промышленности. – 2007. – № 12. – С. 54–57.
12. **Крюков, О.В.** Коммуникационная среда передачи данных сети Ethernet на полевом уровне различных объектов // Автоматизация в промышленности. – 2012. – № 12. – С. 26–30.
13. **Крюков, О.В.** Информационный подход к оценке совместимости многофункциональных систем управления электрооборудованием // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 1. – С. 40–45.
14. **Babichev, S.A.** Automated monitoring system for drive motors of gas-compressor units / S.A. Babichev, P.A. Zakharov // Automation and Remote Control. – 2011. – Т. 72. – № 1. – С. 175–180.
15. **Babichev, S.A.** Automated safety system for electric driving gas pumping units / S.A. Babichev, V.G. Titov // Russian Electrical Engineering. – 2010. – Т. 81. – № 12. – С. 649–655.
16. **Kryukov, O.V.** Methodology and tools for neuro-fuzzy prediction of the status of electric drives of gas-compressor units // Russian Electrical Engineering. – 2012. – Т. 83. – № 9. – С. 516–520.
17. **Крюков, О.В.** Анализ и техническая реализация факторов энергоэффективности инновационных решений в электроприводных турбокомпрессорах // Автоматизация в промышленности. – 2010. – № 10. – С. 50–53.

18. **Степанов, С.Е.** Встроенные системы мониторинга технического состояния электроприводов для энергетической безопасности транспорта газа / С.Е. Степанов, В.Г. Титов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. – №2. – С. 5–10.
19. **Степанов, С.Е.** Пути модернизации электроприводных ГПА // Електромеханічні І енергозберігаючі системи. – 2012. – №3 (19). – С. 209–212.
20. **Степанов, С.Е.** Принципы автоматического управления возбуждением синхронных машин газокompрессорных станций / С.Е. Степанов, А.С. Плехов // Автоматизация в промышленности. – 2010. – № 6. – С. 29-31.
21. **Крюков, О.В.** Регулирование производительности электроприводных газоперекачивающих агрегатов преобразователями частоты // Компрессорная техника и пневматика. – 2013. – № 3. – С. 21–25.
22. **Крюков, О.В.** Частотное регулирование производительности ЭГПА // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 6. – С. 39–43.
23. **Аникин, Д.А.** Проектирование систем управления ЭГПА / Д.А. Аникин, И.Е. Рубцова // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 44–47.

*Дата поступления
в редакцию 05.08.2017*

O.V. Kryukov

AUTOMATION OF OIL PUMPING STATIONS TRANSPORT OF OIL PRODUCTS

JSC “Giprogazcenter” (Nizhny Novgorod),
Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alekseev

Results of implementation of the pilot project of automation of energy efficient transport of oil products on the main pipelines are considered. The function chart and modern technical means of automated control systems for oil pumping stations and control algorithms of the main technological installations of transport of hydrocarbonic raw materials is offered.

Key words: Automation, main oil pipelines, electric drive, oil pumping stations, ACS TP technical means.