

МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ НПС НА БАЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

А.А. Алексеев, В.А. Алексеев (ЗАО «Эмикон»), В.М. Елисеев (АК «Транснефть»),
Е.А. Трофимов (ОАО «Черномортранснефть»)

В ноябре 1998 г. успешно завершена НИОКР по договору между АК «Транснефть» и научно-производственным предприятием ЗАО «Эмикон» (Москва) по теме «Разработка и изготовление опытного образца микропроцессорной системы автоматизации НПС и создание на ее базе унифицированной системы для НПС магистральных нефтепроводов».

Опытный образец системы автоматизации в августе 1998 г. прошел предварительные объектовые испытания [1] и после трехмесячной эксплуатации и приемочных испытаний был принят комиссией АК «Транснефть» в промышленную эксплуатацию на НПС «Родионовская» нефтепровода Лисичанск – Тихорецк-1 ОАО «Черномортранснефть».

В приемочную комиссию кроме представителей АК «Транснефть» и ЗАО «Эмикон» входили руководители и ведущие специалисты ОАО «Черномортранснефть», «Сибнефтепровод», «Уралсибнефтепровод», «Верхневолжскнефтепровод», «Северо-Западные МН», ЗАО «Элеси» и представитель Госгортехнадзора РФ.

В рабочих группах, образованных приемочной комиссией, работали также приглашенные специалисты ОАО «Транссибнефть» и «Северные МН».

Приемочные испытания проводили по программе и методике, согласованными с Госгортехнадзором РФ.

Как предварительные, так и приемочные испытания проводились и в реальных условиях эксплуатации нефтепровода, и в условиях имитации максимальных и аварийных значений технологических параме-

тров в периоды плановых остановок перекачки. При этом оборудование старой системы автоматики в операторной НПС «Родионовская» было полностью демонтировано.

После устранения замечаний, полученных на этапе предварительных испытаний (замена датчиков и сигнализаторов давления на более надежные, изменение схемы управления масляными выключателями МНА) система автоматизации успешно прошла приемочные испытания.

Приемочная комиссия рекомендовала опытный образец разработанной ЗАО «Эмикон» унифицированной микропроцессорной системы автоматизации к повторному применению на НПС магистральных нефтепроводов АК «Транснефть».

Система автоматизации разработана по утвержденному АК «Транснефть» техническому заданию [2, 3], согласованному с ОАО «Гипротрубопровод», курирующей организацией (ОАО «Черномортранснефть»), Госгортехнадзором РФ.

Технические решения по унификации алгоритмических модулей и программно-аппаратной реализации и решения по комплектации системы автоматизации отечественными датчиками были приняты в процессе разработки опытного образца системы для промежуточной НПС «Родионовская-1» и в ходе проектирования систем головных НПС «Ухта-1» (ОАО «Северные МН»), НПС «Клин-2» (ОАО «МН «Дружба»), НПС «Демьянская-4» (ОАО «Сибнефтепровод»), выполнявшихся по договорам с этими акционерными обществами в рамках плана внедрения разработок приоритетных НИОКР АК «Транснефть» на 1998 г.

Концепция построения унифицированной микропроцессорной системы автоматизации НПС и описа-

Испытания опытного образца системы автоматизации НПС подтверждают возможность создания такой системы на базе отечественной аппаратуры с техническим уровнем не ниже зарубежного и при меньшей стоимости.

ние основных выполняемых ею функций изложены ранее [1]. Здесь достаточно отметить, что опытный образец системы автоматизации НПС «Родионовская-1» имеет иерархическую трехуровневую структуру.

Верхний уровень системы автоматизации состоит из АРМ оператора-технолога на базе двух рабочих станций (РС), включенных по схеме «горячего» резервирования (рис. 1), и обеспечивает:

- прием информации с нижнего уровня о состоянии объекта;
- мониторинг технологического процесса;
- оперативное управление технологическим процессом;
- архивацию событий нижнего уровня и действий оператора.

Рабочие станции АРМ оператора подключаются к блоку бесперебойного питания (ББП).

Прикладное программное обеспечение рабочих станций АРМ оператора-технолога разработано на основе SKADA-пакета *Trace Mode* фирмы *AdAstra* (Москва) и реализует отображение информации на экранах мониторов (видеокадры, табличные формы) для выполнения технологического мониторинга, формирования трендов по измеряемым параметрам, формирования архивной информации, файлов журнала событий и системного журнала, формирования команд управления с пульта оператора-технолога. Некоторые видеокадры на экране мониторов показаны на рис. 2 и 3.

Средний уровень системы автоматизации выполнен на базе программируемых контроллеров серии ЭК-2000, которые разработаны и производятся ЗАО «Эмикон». Эти промышленные контроллеры близки по своему техническому уровню к лучшим зарубежным аналогам и являются одними из немногих отечественных контроллеров, наиболее полно отвечающих требованиям к аппаратуре, используемой в составе ЕАСУ АК «Транснефть», составной частью которой

является система автоматизации НПС [4]. Примерами их успешного использования на магистральных нефтепроводах являются безотказно действующие с 1996 г. микропроцессорные системы автоматического регулирования давления с электроприводом (МСАРДЭ) на НПС нефтебазы «Тихорецкая» и на НПС «Родионовская» нефтепровода Лисичанск – Тихорецк-П ОАО «Черномортранснефть». Два настенных щита управления этой системы для обеих ниток нефтепровода Лисичанск – Тихорецк установлены в операторной НПС «Родионовская» рядом со шкафами системы автоматизации ЗАО «Эмикон» (рис. 4).

В контроллерах серии ЭК-2000 используется самая современная элементная база ведущих мировых фирм, изготовление печатных плат модулей и монтаж электронных компонентов производится фирмой *TDE MACNO* (Италия). Общая сборка и наладка модулей и контроллеров осуществляется в ЗАО «Эмикон». Таким образом, в настоящее время обеспечивается требуемое высокое качество и надежность контроллеров при стоимости существенно ниже стоимости аналогичных изделий иностранных фирм и минимальном использовании импортных деталей и узлов.

Изготовление модулей контроллеров ЭК-2000 на российских предприятиях технически возможно, но на сегодняшний день экономически не оправдано из-за высоких накладных расходов заводов-изготовителей.

Контроллер УСО 1.1, который выполняет основные функции управления, а также функции аварийных стационарных и агрегатных защит, выполнен по схеме со 100%-ным «горячим» резервированием. Остальные контроллеры выполнены по схеме без резервирования.

Контроллеры системы автоматизации выполняют также функции стационарной телемеханики, передавая через коммуникационный контроллер фирмы «Элеси» (г. Томск) всю необходимую информацию в РДП, а также принимаемая и обрабатываемая сигналы телеуправления.

Все контроллеры системы автоматизации НПС располагаются в напольных электрошкафах с односторонним (УСО 2) и двухсторонним (УСО 1.1 и УСО 1.2) доступом. Общий вид монтажа в шкафах УСО 1.1 и УСО 1.2 показан на рис. 5 (дверца одного шкафа снята, другого – открыта). В этих же шкафах располагаются блоки питания и вторичные преобразователи каналов измерения давления, вибрации, барьеры искробезопасности, а так-

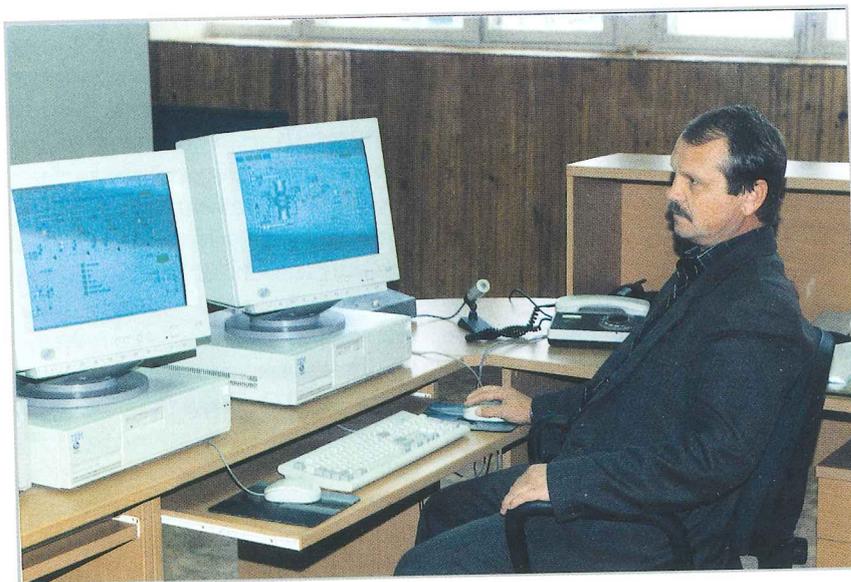


Рис. 1

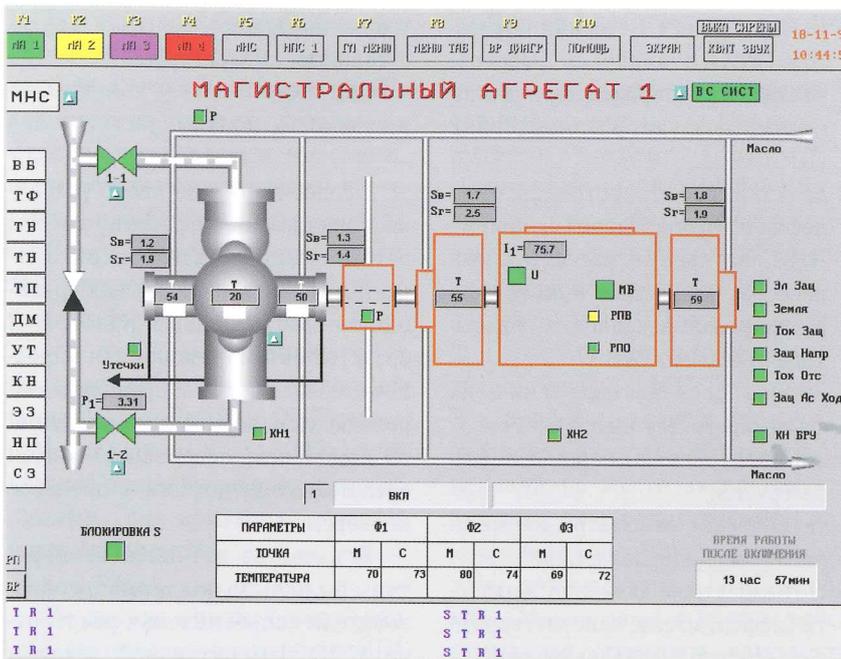


Рис. 2

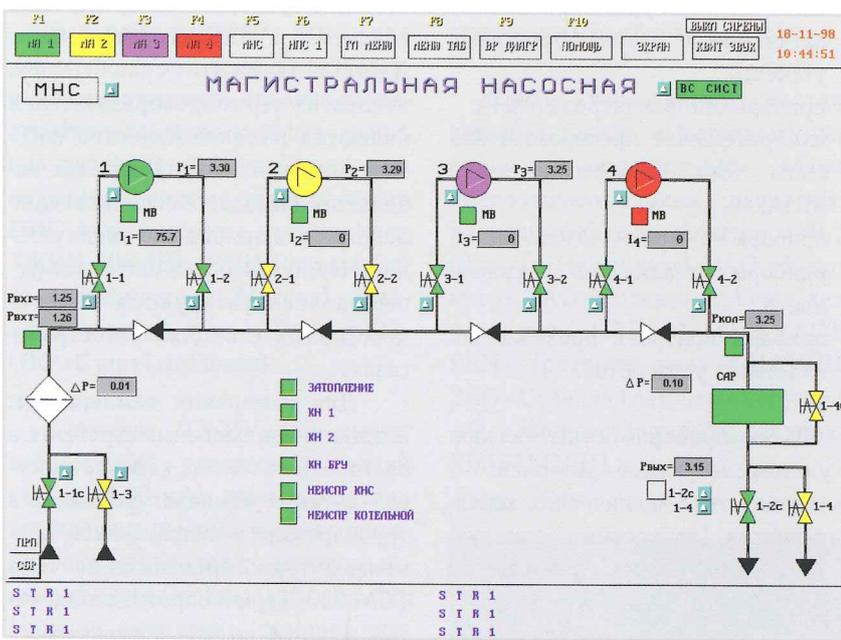


Рис. 3

же клеммники для подключения внешних кабелей. Все контроллеры имеют блоки бесперебойного питания, обеспечивающие надежную работу при провалах и кратковременных пропадающих питающего напряжения.

Электрошкафы, в которых размещаются контроллеры, изготовлены на заводе СПУ (г. С.-Петербург). По своим стоимостным, техническим и эксплуатационным характеристикам они полностью

удовлетворяют требованиям заказчика.

Программное обеспечение контроллеров выполнено на пользовательском языке программирования *TurboCont*, разработанного специалистами ЗАО «Эмикон». *TurboCont* по основным характеристикам соответствует требованиям международного стандарта IEC 1131-3, относящимся к языкам структурированного текста. Кроме того, использо-

вание операторов, имен и меток, которые пишутся на русском языке, позволяет создавать легко читаемые и соответственно легко сопровождаемые программы, модифицируемые при изменении схемы системы автоматизации. Программа загружается из компьютера в электрически стираемое ПЗУ контроллера, при этом обеспечивается возможность загрузки по сети с использованием полевой шины, что особенно важно при использовании рассредоточенной системы управления. Кроме программы в энергонезависимую память контроллера заносятся также различные технологические уставки, флаги маскирования датчиков и т.д.

Средний уровень системы автоматизации НПС обеспечивает:

- сбор информации от преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием НПС;
- передачу информации о состоянии объекта на верхний уровень системы автоматизации НПС;
- прием информации с верхнего уровня системы автоматизации НПС и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы;
- связь с РДП.

Кроме того, на среднем уровне системы автоматизации может быть использован переносной терминал, подключаемый к любому из контроллеров, для обеспечения отображения карты аварийных событий и тестирования контроллеров.

Нижний уровень системы автоматизации включает датчики и вторичные преобразователи, а также показывающие приборы и органы управления, устанавливаемые по месту (рис. 6-9). Кроме того, в систему нижнего уровня входят:

- блок ручного управления (БРУ), устанавливаемый в операторной,

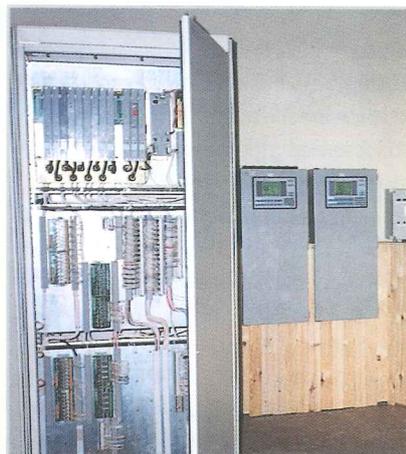


Рис. 4



Рис. 5

обеспечивающий индикацию общестанционных аварийных защит, аварийное отключение магистральных насосных агрегатов и управление насосами и задвижками системы пожаротушения,

- пульт ручного управления пожарного поста.

Состав и характеристики приборов нижнего уровня системы автоматизации определены на основе согласованных с заказчиком, а также с ОАО «Гипротрубопровод» функциональных схем системы автоматизации и требований технического задания на микропроцессорную систему автоматизации НПС.

Основными приборами нижнего уровня системы автоматизации НПС «Родионовская-1» являются:

- датчики температуры подшипников насосов и электродвигателей

магистральных насосных агрегатов (МНА), корпусов насосов, масла в трубопроводе к подшипникам, воздуха в помещениях НПС;

- датчики избыточного давления нефти в трубопроводе (на приеме НПС, на приеме магистральных насосов, на входе и выходе узла регулирования давления, на выходе отдельных МНА);
- датчик перепада давления на фильтрах-грязеуловителях;
- датчики уровня в сборнике нефти разгрузки;
- технические манометры для местного измерения давления;
- сигнализаторы давления жидкости (нефти, масла, пенораствора);
- сигнализаторы давления воздуха в системах контроля вентиляции;
- сигнализаторы уровня жидкости;
- датчики-реле уровня агрегатных утечек;
- приборы виброконтроля МНА;
- измерительные преобразователи силы тока электродвигателей МНА;
- приборы пожарной сигнализации;
- приборы сигнализации загазованности;
- приборы контроля прохождения очистного устройства.

Выбор приборов осуществлялся с учетом следующих критериев:

- соответствие технических характеристик (точностных, эксплуатационных и др.) требованиям технического задания.
- наличие необходимой для применения в системах автоматизации НПС сертификационной документации (сертификатов Госстандарта РФ об утверждении типа средства измерений, свидетельств Госэнергонадзора РФ о взрывозащищенности оборудования, разрешений Госгортехнадзора РФ на производство взрывозащищенного оборудования и применение его для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов); для оборудования пожарной сигнализации – наличие сертификата соответст-

вия, выданного Центром сертификации аппаратуры ОПС ГУВО МВД РФ;

- стоимость прибора.

Предпочтение, согласно условиям конкурса на разработку систем автоматизации, отдавалось отечественным производителям как традиционно выпускавшим приборы и средства автоматизации для народного хозяйства, так и предприятиям российского военно-промышленного комплекса, освоившим выпуск средств автоматизации в процессе конверсии.

В качестве датчиков температуры были выбраны термопреобразователи сопротивления разработки НПО измерительной техники Российского космического агентства (г. Королев Московской обл.) совместно с СКБ «Термоприбор». Достоинствами этих сравнительно недорогих термопреобразователей являются высокое качество изготовления и надежная заделка кабельного вывода, обеспечивающие надежность приборов в эксплуатации. Приборы более пяти лет успешно эксплуатируются на компрессорных станциях «Мострангаза».

Для измерения температуры подшипников насосных агрегатов и электродвигателей, корпуса насоса, а также температуры масла в трубопроводе к подшипникам применены термосопротивления типа ТСМ 320. Термосопротивления, установленные во взрывоопасных зонах, имеют искробезопасные электрические цепи и подключаются к модулям УСО через барьеры искрозащиты.

Для измерения температуры воздуха во взрывоопасных зонах используются взрывозащищенные (вида «взрывонепроницаемая оболочка») термопреобразователи сопротивления типа ТСМ 279. Вне взрывоопасных зон, а также для измерения температуры масла в трубопроводе используются приборы типа ТСМ 279 общепромышленного исполнения.

Все термопреобразователи имеют четырехпроводную схему подключения, что обеспечивает наиболее высокую точность каналов измерения температуры и возможность использования недорогих отечественных барьеров искрозащиты.

Среди рассмотренных вариантов барьеров искрозащиты зарубежных фирм *MTL*, *STAHL*, а также отечественных предприятий – концерна «Метран», г. Челябинск (типа БИЗ-2к-Ех) и ЗАО «Стэнли», г. Москва (типа «Корунд-МЗ») – последние оказались наиболее приемлемыми по критерию «надежность/стоимость».

За период опытной эксплуатации системы автоматизации НПС замечаний к работе датчиков температуры не выявлено.

Для дистанционного измерения избыточного давления по результатам сравнительного анализа характеристик различных типов датчиков давления и предварительных испытаний систем автоматизации НПС были выбраны датчики типа ТЖИУ 406-1Ех (ВНИИавтоматики Минатомэнерго, г. Москва) с блоками питания типа «Энергия-БП» (ПО «Старт», г. Пенза).

Датчики ТЖИУ 406 имеют стандартный токовый выходной сигнал (4-20 мА), взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка», значение основной погрешности 0,15... 0,5 %, рабочие диапазоны температуры окружающей среды от -57 до +50 °С или от -40 до +80 °С. Они несколько дороже (примерно на 10...20 %) отечественных датчиков типа «Метран-43», но все же значительно дешевле датчиков ведущих зарубежных фирм. Имеют все необходимые сертификационные документы и успешно эксплуатируются с 1991 г. на предприятиях «Севергазпрома», «Мострансгаза», «Тюментрансгаза». Имеется положительный опыт использования их и на нефтеперерабатывающих станциях АК «Транснефть».

При выборе этих датчиков был рассмотрен широкий спектр различных приборов. Ведущие зарубежные фирмы *Honeywell*, *Foxboro*, *Rosemount* (США), *HBM* (Германия), *YOKOGAWA* (Япония) и др. предлагают в настоящее время высоконадежные приборы, имеющие допускаемую основную погрешность от 0,075%, стандартный аналоговый или цифровой выходной сигнал (*HART*-протокол). Эти приборы имеют возможность настройки на нужный диапазон измерений на месте эксплуатации, что позволяет сократить ЗИП для комплекта поставляемых для системы автоматизации НПС датчиков. Однако даже с учетом этого суммарная стоимость комплекта зарубежных датчиков давления в 3-4 раза превышает стоимость отечественных приборов.

Среди отечественных поставщиков датчиков избыточного давления рассматривались также предложения таких известных предприятий, как концерн «Метран» (г. Челябинск), ЗАО «Манометр», ЗАО «Орлекс», (г. Орел, датчики типа КРТ-Ех), ЗАО «АСТ-РЕН» (датчики типа ТЕНЗОД), ЗАО «Стэнли» (датчики «Корунд»), АО «Энергогазприбор» (датчики КВАРЦ-ОДИ) и др.

За время опытной эксплуатации системы автоматизации НПС «Родионовская-1» замечаний к работе каналов измерения избыточного давления не выявлено.

Для измерения перепада давления на фильтрах-грязеуловителях используется измерительный преобразователь «Сапфир-22МТ» (АО «Манометр», г. Москва) с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» (в комплекте с блоком питания БПД-40-2к-Ех).

Для измерения уровня в сборнике нефти разгрузки применяется датчик уровня (гидростатического давления) типа «Метран-43-Ех-ДГ» (концерн «Метран»). Для регистрации давления на приеме насосов, входе и выходе узла регулирования используется трехканальный само-



Рис. 6



Рис. 7

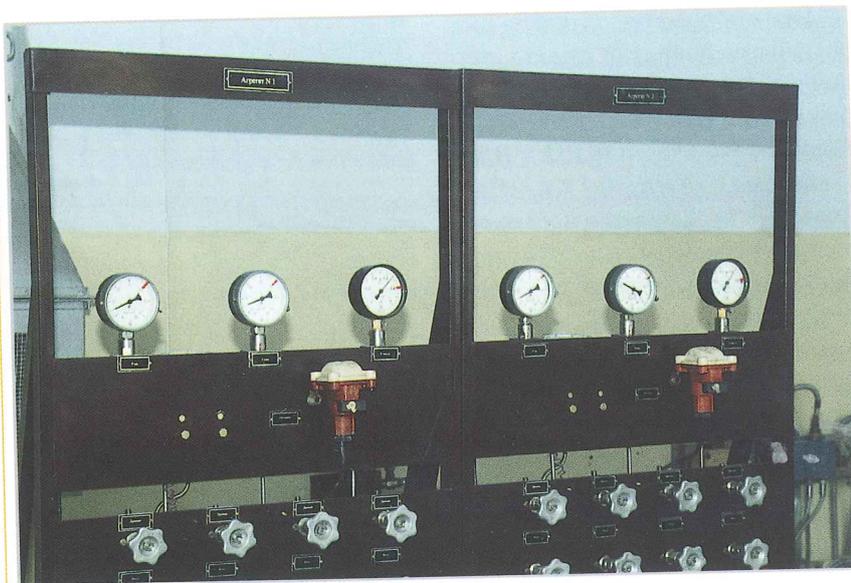


Рис. 8

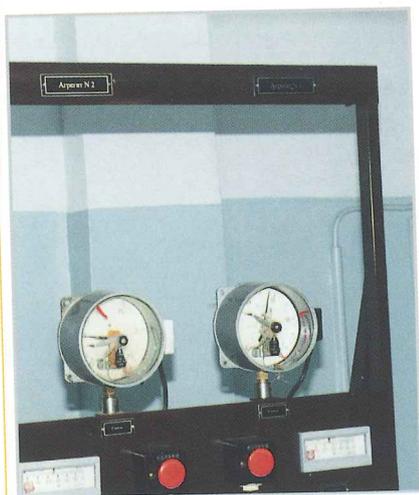


Рис. 9

пишущий прибор типа А-543 (концерн «Метран»). Местное измерение давления производится с помощью недорогих и достаточно надежных технических манометров типа МП4-У (ЗАО «Манотомь», г. Томск).

Для сигнализации и местного измерения давления нефти на приеме и выходе насосов и на выходе узла регулирования, давления масла у агрегатов, а также давления на выходе маслонасосов, насосов системы откачки утечек, насосов пеногашения в системе автоматизации предполагалось использовать электроконтактные сигнализирующие манометры, поставляемые ЗАО «Манотомь», типов ДМ-2005СгЕх,

ДМ-2005Сг (взрывозащищенного и общепромышленного исполнения) с напряжением питания 24 В. Это позволило бы подавать входные сигналы типа «сухой контакт» непосредственно на модуль ввода дискретных сигналов контроллера. Однако в процессе предварительных испытаний системы была выявлена недостаточная надежность сигнализирующих манометров при работе на напряжении 24 В, вызванная окислением контактов. Это заставило заменить на НПС «Родионовская» манометры типа ДМ на аналогичные манометры типа 16 ВР-6 (ЭКМ), позволяющие работать на напряжении 24 В.

Наиболее рациональным вариантом представляется использование реле давления жидкости. Однако реле взрывозащищенного исполнения, предлагаемые зарубежными фирмами *JUMO* (Германия), *Custom Control Sensors, Inc.* (США), *MMG AM* (Венгрия) и др., являются весьма дорогими приборами.

Отечественными поставщиками реле давления являются ВНИИ автоматики (приборы типа «Садко 107») и концерн «Метран» (приборы типа РД). По имеющимся техническим данным приборы типа «Садко» имеют более широкий спектр по

диапазону уставок срабатывания и более высокое давление перегрузки, что позволяет, например, не использовать ограничители давления на входе магистральной насосной станции. При необходимости местных измерений давления реле давления необходимо дополнять техническими манометрами.

Сигнализация давления воздуха в системах контроля вентиляции камер беспровального соединения, приточно-вытяжной вентиляции насосного отделения, подпорной вентиляции отделения электродвигателей, на выходе вентиляторов охлаждения теплообменника маслосистемы осуществляется с использованием напорометров типа ДН-С2 Саранского приборостроительного завода — для установки вне взрывоопасных зон и взрывозащищенных тягонапорометров типа НСП (ТмСП) ПО «Теплоконтроль» (г. Казань). Как показали результаты предварительных испытаний, оба типа напорометров имеют приемлемые функциональные характеристики, однако напорометры ПО «Теплоконтроль» весьма чувствительны к транспортировке и требуют дополнительной наладки на объекте. В настоящее время прорабатывается возможность использования для сигнализации напора воздуха во взрывоопасных зонах датчиков-реле напора и тяги типа РД-0,1, выпуск которых освоен концерном «Метран», с подключением этих реле через барьер искрозащиты для электроконтактных датчиков.

Для сигнализации уровня в сборниках утечек нефти и нефти разгрузки, емкостях маслосистемы, баках пенообразователя и воды системы пожаротушения, а также сигнализации затопления насосной и маслоприямка из отечественных приборов в настоящее время вполне приемлемы поплавковые сигнализаторы уровня жидкости типа СУЖ-П-И, поставляемые заводом «Красное знамя» (г. Рязань), а также семейство сигнализаторов и индикаторов-сигнализаторов уровня предприятия «Контакт-1» (г. Рязань) и

др. Все они существенно дешевле импортных аналогов, например сигнализаторов типа *OMUV-05* (Венгрия), широко применявшихся в ОАО МН до сих пор.

Сигнализация уровня агрегатных утечек выполняется сигнализаторами уровня поплавкового типа с магнитоуправляемыми контактами СУ-01 с поплавковой камерой, специально разработанными по техническому заданию ЗАО «Эмикон» Государственным научно-техническим центром информационно-измерительной техники (г. Королев Московской обл.). На опытный образец сигнализатора получено заключение Центра сертификации взрывозащищенного электрооборудования ИГД им. А.А. Скочинского о соответствии требованиям безопасности. Сертификационные документы Госэнергонадзора и Горгостехнадзора РФ находятся в стадии оформления.

Для контроля вибрации насосных агрегатов и электродвигателей установлена и успешно работает аппаратура СВК, поставленная НПП «Виброприбор-сервис» (г. Таганрог), которая является одной из немногих отечественных, достаточно полно отвечающих требованиям к аппаратуре и имеющих всю необходимую сертификационную документацию и разрешение Госгортехнадзора РФ на производство для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Имеется положительный опыт эксплуатации на газоперекачивающих станциях аппаратуры виброконтроля СВКА-1-02, поставляемой НПО измерительной техники (г. Королев). Приемлемыми характеристиками обладает также аппаратура типа СКВ «Каскад» НПП «Виконт» (г. Москва), система вибромониторинга «Аргус-М» НПП «ТИК» (г. Пермь).

В качестве измерительных преобразователей силы тока, напряжения, активной и реактивной мощности, приемлемых для использова-

ния в системах автоматизации НПС, применяются приборы, поставляемые научно-производственной фирмой «Мир» (г. Омск), а также приборы ПО «Электроприбор» (г. Витебск).

Пожарная сигнализация НПС в настоящее время может быть реализована с использованием тепловых пожарных извещателей типа МАК-1 в исполнении ИИБ, взрывозащищенных пожарных извещателей (для резервуаров) ИП 103-1В, поставляемых НПК «Эталон» (г. Волгодонск) или ИП-103-1 завода «Спецавтоматика» (г. Одесса) и приемно-контрольных приборов «Корунд-20И» завода «Электротехмаш» (г. Вологда), позволяющих организовывать до 20 шлейфов с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь».

Для сигнализации загазованности в системах автоматизации НПС предполагается использование с 1999 г. системы контроля уровня загазованности насосных станций магистральных нефтепроводов СКЗ-12-Ех-01, опытный образец которой разработан предприятием НПП «Системы промышленного мониторинга» (г. Москва) по договору с АК «Транснефть» и проходит испытания и сертификацию в январе 1999 г. Кроме того, имеется информация о системах контроля загазованности 5701 каталитического типа, выпускаемых экспериментальным заводом научного приборостроения РАН по документации фирмы *Zellweger analytics ltd/Sieger* (Великобритания) и некоторыми другими отечественными предприятиями.

Для контроля прохождения очистного устройства могут применяться приборы типа ДПС-5В (НГ) и МДПС-3, поставляемые научно-производственным центром ЭОП СФТИ (г. Томск).

Кабельная продукция для систем автоматизации практически полностью поставляется АО «Подольсккабель».

Таким образом, испытания опытного образца микропроцессорной системы автоматизации НПС «Родионовская-1» и приведенный выше анализ возможностей использования отечественных датчиков подтверждают возможность создания систем автоматизации НПС на базе аппаратуры отечественного производства с техническим уровнем не ниже зарубежного и при меньшей стоимости.

Так, например, стоимость аналогичной системы автоматизации венгерской фирмы *MMG-AM*, которая выиграла у фирм *ABB* и *AEG* конкурс, проведенный АК «Транснефть» в 1995-1996 гг., на поставку зарубежной микропроцессорной системы автоматизации НПС, существенно выше, чем стоимость системы автоматизации ЗАО «Эмикон», в которой по импорту комплектуются рабочие станции верхнего уровня (персональные компьютеры), комплектующие контроллеров и клеммники шкафов УСО. При этом доля импорта в стоимостном выражении составляет не более 10 % от стоимости системы в целом.

Литература

1. *Результаты испытаний отечественной микропроцессорной системы автоматизации НПС / А.А. Алексеев, В.М. Елисеев, О.Л. Иваницкий и др. // Трубопроводный транспорт нефти. 1998, №6.*
2. *Микропроцессорная система автоматизации нефтеперекачивающей станции. Техническое задание. М.: ЗАО «Эмикон», 1997.*
3. *Микропроцессорная система автоматизации нефтеперекачивающей станции. Дополнение №1 к техническому заданию. М.: ЗАО «Эмикон», 1998.*
4. *Саенко В.А. О реконструкции АСУ ТП и создании распределенной трехуровневой системы диспетчерского контроля и управления в составе ЕАСУ АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. 1995, № 5.*