

# Опыт создания системы автоматизации резервуарного парка в ОАО “Северные магистральные нефтепроводы” на базе контроллеров MOSCAD и ПО “СИРИУС-СКАДА”

*Авторы: Бабков Александр Валерьевич – кандидат технических наук, начальник департамента по реализации проектов ООО «НПА Вира Реалтайм», Яхно Виктор Павлович – ведущий инженер системно-технического отдела ООО «НПА Вира Реалтайм».*

В статье приводится краткое описание АСУ резервуарным парком (РП) нефтеперекачивающей станции (НПС) “Ухта” в ОАО “Северные магистральные нефтепроводы”. Рассмотрены структура системы, состав технических средств, функциональные особенности.

Фирма ООО “НПА Вира Реалтайм” в течение уже порядка 15 лет занимается созданием и внедрением систем телемеханики и автоматизации в нефтяной и газовой промышленности. За это время накоплен большой опыт по созданию автоматизации РП. Среди созданных систем можно отметить резервуарные парки “Каркатеевы”, “Южный Балык”, “Западный Сургут”, “Апрельская” в ОАО “Сибнефтепровод”. Внедренные системы строились на базе различных систем измерения уровня и температуры, таких как FCU (SAAB Tank Control), KOR-VOL, Гамма и многих других.

Резервуарный парк НПС “Ухта” (рис. 1) включает 6 стальных вертикальных резервуаров (далее РВС) различной емкости, задвижки резервуарного парка и задвижки Манифольда. До реконструкции управление задвижками осуществлялось товарными операторами со щита, расположенного в строении Манифольд. При этом уровни нефти в РВС передавались в местный ДП (далее МДП) НПС “Ухта” на компьютер системы измерения уровней нефти, где по калибровочным таблицам рассчитывался объем нефти в резервуарах, осуществлялась диагностика и настройка системы и радарных уровнемеров.

Товарные операторы каждый четный час заполняли операторные листы информацией об уровнях и объемах нефти, затем вручную рассчитывали массу нефти, объемы и наличия по РП и передавали по телефону полученные данные в диспетчерскую территориального ДП (ТДП). Такое расположение оборудования (в двух соседних строениях) усложняло процесс контроля и управления РП. В связи с чем было принято решение о необходимости разработки и внедрения АСУ РП, которая должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечивать выполнение основных функций:

замену физически изношенной и морально устаревшей техники новым современным телемеханическим оборудованием MOSCAD на базе микропроцессорной программируемой техники фирмы Motorola;

централизацию управления объектами РП;

интеграцию существующих локальных систем без потери функциональности;

измерение и дистанционный контроль уровня и температуры нефти в резервуарах;

дистанционное управление задвижками резервуарного парка;

контроль состояния задвижек резервуарного парка;

контроль аварийного уровня в резервуарах;

автоматическое отсечение резервуара по переливу и перевод потока нефти в емкость аварийного сброса;

автоматическое отсечение резервуара по пожару;

передачу необходимой информации в ТДП.

Согласно этим требованиям в декабре 2002 г. ООО “НПА Вира Реалтайм” по заказу ОАО “Северные магистраль-ные нефтепроводы” была разработана и введена в опытную эксплуатацию система автоматики РП “Ухта-1”. Оставлять ПЭВМ с ПО системы измерения уровней нефти не имело смысла, поскольку, с одной стороны, происходило дублирование функций, с другой – прежняя система была локальной и передача информации в ТДП не представлялась возможной. Поэтому необходимо было произвести стыковку и интеграцию существующих радарных уровнемеров УЛМ-11 в создаваемую систему с переносом диагностики и возможностью настройки в рамках создаваемой системы.

Система измерения температуры нефти в РВС также имела свое ПО и также представляла собой локальную систему со своим ПО. Поэтому требовалось осуществлять стыковку и интеграцию существующих преобразователей температуры ТС-4 в создаваемую систему, вести опрос всех датчиков температуры, осуществлять их диагностику и производить необходимые расчеты.

Незадолго до создания системы автоматики РП проводилась реконструкция системы автоматики НПС “Ухта”. Некоторые сигналы и измерения, относящиеся к системе РП, но также необходимые для алгоритмов управления НПС, были введены, взяты и заложены в систему микропроцессорной автоматики НПС, а именно:

сигналы пожара в РВС;

состояние перепускной задвижки, через которую обеспечивается слив нефти в РВС аварийного сброса;

температура и давление нефти на входе в РП.

Для того чтобы не устанавливать дополнительное датчиковое оборудование на РВС, было принято решение выводить необходимую информацию в систему автоматики РП из контроллера системы микропроцессорной автоматики НПС.

#### Структура системы

Разработанная система автоматики РП имеет 2 уровня (рис. 2). На нижнем уровне расположены 4 контрольных пункта (КП). На каждом КП установлены шкафы ТМ РЛТ-ТМ-Н01 различной конфигурации, реализованные на современной импортной технике, в основе которой находится контроллер MOSCAD, являющийся базовым удаленным терминальным устройством (RTU) для построения SCADA-систем от компании Motorola. Это – интеллектуальное устройство на базе

32/16-разрядного микропроцессора MC68302 с RISC архитектурой. Контроллер состоит из бесперебойного источника питания, модулей центрального процессора и ввода/вывода, размещенных на одной или нескольких материнских платах.

Задачи, решаемые на нижнем уровне:

управление задвижками РВС;

управление задвижками Манифольда;

контроль состояния задвижек: открыта, закрыта, открывается, закрывается, промежуточное состояние, авария;

определение стадии выполнения команд управления и фиксирование ошибки (команда принята, управление не-возможно, задвижка уже открыта или закрыта, задвижка уже движется и т.п.);

контроль состояние уровня нефти в РВС: перелив в резервуаре, минимальный уровень нефти, пожар в резервуаре;

контроль наличия напряжения в цепях управления и силовых цепях задвижки;

контроль несанкционированного проникновения на КП;

опрос каждые 10 с значений термодатчиков ТС-4 на резервуарах и передача полученных значений в центр (для этого опроса разработана программа опроса по специализированному протоколу через порт RS-232);

диагностика модулей ввода/вывода;

передача информации на верхний уровень при ее изменении (спорадически) и по результатам диагностики (если изменений не было в течение больше 30 с).

Контроллеры MOSCAD имеют 3 коммуникационных порта. Первый порт используется как связной (RS-485 multidrop), и по этому каналу осуществлялся обмен информацией с верхним уровнем. В качестве протокола обмена используется фирменный протокол MDLC (Motorola Data Link Communications), который полностью отвечает рекомендациям ISO (содержит все 7 уровней). Благодаря этому каждый контроллер может передавать данные как самостоятельно, так и служить узлом для ретрансляции данных от других RTU. С помощью специализированного набора программ ToolBox возможна удаленная загрузка приложения, конфигурация и диагностика любого контроллера в системе.

Вся информация с нижнего уровня передается на верхний уровень в концентратор (Front Interface Unit – далее FIU) фирмы Motorola, состоящий из двух центральных процессоров. Контроллер FIU является шлюзом для передачи информации из протокола MDLC в протокол Modbus для ПО “Сириус-СКАДА” (ООО “НПА Вира Реалтайм”).

Контроллер верхнего уровня FIU позволяет:

осуществлять сбор информации с контроллеров нижнего уровня, обработку и передачу ее на ПЭВМ, опрос ра-дарных уровнемеров по протоколу Modbus и получение от них дальности нахождения нефти от уровня установки радарного уровнемера, амплитуды сигналов, частоты кварца и т.п.;

на основе полученной информации дальности рассчитывать значения уровня нефти по каждому РВС и осуществлять передачу их на ПЭВМ;

производить диагностику контроллеров нижнего уровня и передачу предупреждающих сигналов о неисправно-стях в ПЭВМ;

получать рассчитанные данные по РВС и РП от ПЭВМ, преобразовывать полученные данные в необходимый формат и передавать их в систему ТМ ТДП.

Поскольку 2 разных центра (“Сириус-СКАДА” и коммуникационный контроллер системы ТМ) одновременно могли опрашивать FIU, используя протокол Modbus (в этих запросах FIU являлся slave – стороной для обоих центров), для опроса датчиков уровня УЛМ-11 пришлось использовать дополнительный процессор. Вычисление уровней нефти в РВС на основе измерения дальности и высоты установки радарного уровнемера в FIU было перенесено в FIU сознательно для того, чтобы избежать потери информации в диспетчерской ТДП. Если вдруг по каким-либо причинам “основная” и “резервная” ПЭВМ одновременно выйдут из строя или произойдет обрыв связи с FIU, контроллеры будут продолжать работать автономно и передавать оперативную информацию об изменении уровней в РВС в диспетчерскую ТДП.

#### Описание ПО

Управление всем резервуарным парком осуществляется с помощью системы реального времени “Сириус-СКАДА” из МДП. По требованию Заказчика было установлено и распределено на 2 АРМ операторов. Один из них является основным сервером сбора данных, функции которого дублируются сервером “горячего” резерва. Система реального времени “Сириус-СКАДА” работает под управлением ОС РВ QNX (QNX Software System, Канада). Эта система давно зарекомендовала себя надежной “операционкой” для построения АСУТП и с каждым годом находит все большее распространение на территории РФ. Масштабируемость, гибкость и мощные сетевые возможности ОС позволяют реализовывать на ее основе уникальные по своей структуре и сложности системы.

#### Основные функции ПО “Сириус-СКАДА”:

сбор всех данных от контроллера верхнего уровня;

формирование сводок;

построение графиков параметров;

автоматическая система регистрации отклонений от рабочих параметров, изменения состояния технологическо-го оборудования и возникновения аварийных ситуаций на объекте;

удаленное управление оборудованием РП (здвижками Манифольда и РВС);

хранение истории по параметрам;

интерфейс с оператором (мнемосхемы, сообщения и журналы);

горячее резервирование основной ПЭВМ;

расчет параметров по всем резервуарам и парку и передача их в контроллер верхнего уровня; сбор всех данных от контроллера верхнего уровня;

обмен данными с системой микропроцессорной автоматики НПС "Ухта". сбор всех данных от контроллера верхнего уровня;

Главное меню (рис. 3) позволяет оператору наблюдать за работой всего РП в целом и производить необходимые переключения. В дополнение к основным функциям "Сириус-СКАДА" включает комплекс задач по РП, позволяющий:

определять текущее состояние РВС по изменению уровня нефти в резервуаре с возможностью вывода резервуара в ремонт;

рассчитывать среднюю температуру нефти в резервуаре по данным 10 слоев с учетом работоспособности преобразователей температуры и замоченности нефтью датчиков каждого слоя;

рассчитывать обобщенный сигнал аварии в РП по аварийным сигналам в резервуарах;

рассчитывать тип нефти (малосернистая, сернистая, высокосернистая) в зависимости от содержания серы в нефти;

контролировать скорость наполнения/опорожнения резервуаров и формировать предупреждающие сигналы с возможностью отключения контроля по резервуарам и РП;

рассчитывать объем нефти в резервуаре по калибровочному файлу с корректировкой объема по температурам нефти и наружного воздуха;

обеспечивать автоматическое отсечение резервуара (выдачу команд управления на соответствующие задвижки) по переливу и пожару;

формировать предупреждающие сигналы о достижения уровня максимально аварийного значения, разрешенного технологическим регламентом;

прогнозировать: время достижения уровнем нефти в резервуаре заданного значения; уровень нефти в резервуаре через заданное время; уровень нефти в группе резервуаров и в РП через заданное время; время достижения наличия нефти в резервуаре заданного значения; наличие нефти в резервуаре через заданное время; наличие нефти в группе резервуаров через заданное время; время достижения наличия нефти в РП заданного значения с расчетом наличия в каждом резервуаре, которое будет достигнуто через рассчитанное время;

рассчитывать наличие, свободный объем и наличие, массы нетто, товарной емкости и наличие, минимального и максимального объема и наличие, емкости и наличие аварийного сброса и т.п. по каждому резервуару (рис. 4) и РП согласно РД АК "Транснефть". На рис. 4 представлен в качестве примера фрагмент системы с подробной информацией по отдельному РВС.

Результаты эксплуатации системы.

Весной 2003 г. система была успешно сдана в промышленную эксплуатацию. При эксплуатации были подтверждены высокие технические характеристики ПЛК контроллеров фирмы Motorola. Опыт эксплуатации системы за этот период показал ее эффективность, безопасность,

экономичность и надежность. Существенно возросло качество управления РП за счет внедренной системы автоматизации.

Планируется дальнейшее развитие проекта. В частности будет реализована передача всего объема информации РП по протоколу МЭК из FIU в ТДП, минуя коммуникационный контроллер ТМ.