



Научно-производственное
предприятие

**ТОМСКАЯ
ЭЛЕКТРОННАЯ
КОМПАНИЯ**



Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» работает на рынке нефтяной, газовой, химической промышленности более 16 лет, являясь одним из крупнейших предприятий Сибирского региона.

Первыми шагами компании в области измерений и учёта была разработка и изготовление в рамках НИОКР контроллера ИВК «МикроТЭК» для учёта сырой нефти, добываемой НК «ЮКОС».

На сегодняшний день внедрено более 100 систем обработки информации ИВК «МикроТЭК» для учёта не только сырой, но и товарной нефти, нефтепродуктов, природного и попутного нефтяного газа, чистых газов и подтоварной воды.

Полученный опыт позволил нашей компании перейти от серийной поставки учётных контроллеров к комплектной поставке систем измерений и учёта, выполняя при этом полный комплекс работ от проектирования до ввода в промышленную эксплуатацию, включая метрологическое обеспечение и проведение строительного-монтажных работ.

Так сложилось, что наша деятельность в рамках направления комплексных систем измерений и учёта началась с систем учёта нефти. основополагающими документами в этой области являются ГОСТ Р 8.615-2005 для систем измерений количества и параметров сырой нефти (СИКНС) и ГОСТ Р 8.595-2004 для систем измерений количества и показателей качества нефти товарной (СИКН). По составу СИКН и СИКНС схожи, базовыми составляющими этих систем являются блок фильтров, блок изме-

УЧЁТ НЕФТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ УЗЛОВ УЧЁТА

рительных линий, блок измерений качества, блок подключения стационарной или передвижной поверочной установки.

Разница между СИКН и СИКНС заключается в самой измеряемой среде, которая вносит коррективы в процесс учёта, такие как:

- разные алгоритмы учёта сырой и товарной нефти;
- разные пределы допускаемой относительной погрешности учёта (в зависимости от содержания влаги);
- наличие или отсутствие дополнительного оборудования в блоке измерений качества.

Подобная классификация встречается почти на каждом сайте, посвящённом учёту нефти. Она даёт общее теоретическое представление о различиях этих систем, но хотелось бы разобрать эти различия подробнее, с практической точки зрения.

Наиболее интересными и актуальными темами для рассмотрения, на наш взгляд, являются:

- размещение СИКН (СИКНС);
- измерения качества нефти;
- выбор преобразователя расхода и способа его поверки;
- эргономичность СОИ СИКН (СИКНС).

Размещение

Системы измерений количества нефти имеют следующие варианты размещения: на открытой площадке, в блок-боксе, в быстровозводимом здании сборно-разборного типа.

При выборе варианта размещения системы учёта необходимо руководствоваться следующими показателями в порядке убывания приоритетности: наличие свободного места на площадке, удобство эксплуатации и обслуживания, стоимость.

Если есть жёсткое ограничение в габаритах конструкции (мало места на площадке), то лучше выбрать вариант размещения в блок-боксе или более экономный вариант — на открытой площадке (при этом следует учесть климатические особенности региона, в зависимости от этого будет подбираться температурное исполнение КИПиА). Вариант размещения на открытой площадке уступает блок-боксу в плане удобства обслуживания.

В архиве ООО НПП «ТЭК» есть яркие примеры компактного размещения СИКН и СИКНС в блок-боксе. Летом 2009 года для ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» нашей компанией были отгружены СИКН-Катангли и СИКНС-Одопту.

Краткие характеристики СИКН-Катангли:

- расход: от 18,8 до 65,8 т/ч;
- давление: от 3,2 до 4,0 МПа;
- габаритные размеры блок-бокса СИКН: 3x12x3,2 м;
- комплектация системой обработки информации: СОИ на базе ИВК МикроТЭК, система визуализации на базе Визард-СИКН производства НПП «ТЭК».

Краткие характеристики СИКНС-Одопту:

- расход: от 112 до 155 т/ч;
- давление: от 2,3 до 2,5 МПа;
- габаритные размеры блок-бокса СИКН: 3x12x3,2 м;
- комплектация системой обработки информации: СОИ на базе ИВК МикроТЭК, система визуализации на базе Визард-СИКН производства ООО НПП «ТЭК».



Если жёстких ограничений по пространству не установлено, то предпочтительнее вариант с размещением в быстровозводимом здании сборно-разборного типа. Дело в том, что при поставке СИКН (СИКНС) в блок-боксе производителям необходимо выдержать транспортировочные размеры для перевозки по ж/д. А здание сборно-разборного типа хорошо тем, что правилам транспортировки должны удовлетворять его отдельные части, а не всё здание. Это позволяет охватывать большие площади. Этот вариант отличается повышенным удобством обслуживания, эргономичностью.

ООО НПП «ТЭК» имеет опыт поставки СИКН в здании сборно-разборного типа. В марте 2010 года архив выполненных проектов компании пополнила комплектная поставка и ввод в эксплуатацию пункта сдачи-приёма нефти (ПСП) и входящей в его состав системы измерений количества и показателей качества нефти товарной (СИКН) для МНПЗ ООО «Томскнефтепереработка» с. Семилужки Томской области.

Краткие характеристики СИКН-Семилужки:

- расход: от 31 до 185 т/ч;
- давление: от 0,68 до 6,3 МПа;
- габаритные размеры здания СИКН: 9x15x4,5 м;
- комплектация системой обработки информации: СОИ на базе ИВК МикроТЭК, система визуализации на базе Визард-СИКН производства ООО НПП «ТЭК».



Измерения качества нефти

Измерения качества нефти начинаются с организации процесса отбора проб. Перед установкой пробозаборного устройства щелевого типа необходимо расположить смеситель потока, который создаст эффект перемешивания среды и сделает поток однородным. Помимо этого необходимо обеспечить изокINETичность потока. ИзокINETичность – это соблюдение равенства скоростей движения нефти в трубопроводе СИКН (СИКНС) и на входе в БИК, которое достигается путём регулирования расхода отбираемой нефти. Для этих целей в состав БИК включают преобразователь расхода и регулятор расхода. Несоблюдение условий изокINETичности приводит к значительным ошибкам измерений параметров качества нефти.

Кроме технических средств для создания однородности и изокINETичности среды в БИК могут входить плотномер, влагомер, вискозиметр, индикатор фазового состояния, устройство определения свободного газа, ручной и автоматический пробоотборники.

Анализ качества среды осуществляется с помощью плотномера. Показания плотномера заносятся в паспорт качества, участвуют в расчетах текущего объёма нефти, а также используются в расчётах при поверке преобразователей расхода с помощью поверочной установки. При большом содержании влаги в нефти погрешность влагомера может превышать допустимые нормативами пределы, в то время как показания плотномера будут оставаться достаточно точными. Поэтому при большом влагосодержании целесообразно проводить расчёт массовой доли воды в нефти по плотности, а по полученному значению рассчитывать массу нетто нефти. Если априори известно, что в нефти содержится свободный газ, то массовая доля влажности рассчитывается также по показаниям плотномера.

Очень важную роль играет влагомер. При коммерческих операциях с нефтью от содержания в ней воды зависит погрешность определения количества да и стоимость самого продукта. Значение участвует в расчете массы нетто нефти и заносится в паспорт качества. Если содержание воды в нефти по показаниям влагомера превышает допустимые (по контракту) нормы, то принимающая/сдающая сторона имеет право остановить откачку. В том случае, если в роли одной из сторон выступает АК «Транснефть», приоритетное решение об остановке подачи нефти будет принадлежать именно этой организации. Поэтому на некоторых узлах учёта влагомер дублируют.

Вискозиметр устанавливается в том случае, если в качестве измерителя расхода нефти применяется турбинный преобразователь расхода. Ско-

рость вращения турбинок чувствительна к вязкости потока, поэтому вязкость нефти напрямую влияет на её расход. По показаниям вискозиметра проводят коррекцию показаний расходомера. В случае применения массового (кориолисова) преобразователя расхода нет необходимости устанавливать вискозиметр.

Применение индикатора фазового состояния (ИФС), как и влагомера, носит стратегический характер. ИФС применяются в основном в составе СИКН, поскольку учёт сырой нефти подразумевает наличие свободного газа в потоке. Если содержание свободного газа в нефти не допускается, то по положительным показаниям индикатора фазового состояния откачка нефти может быть прекращена. Присутствие в товарной нефти свободного газа влияет на надёжность работы технологического оборудования. Наличие большого количества свободного газа в потоке нефти может привести к нештатным ситуациям, например, к срыву работы насосных агрегатов в связи с нарушением плотности потока, к потоплению понтона при попадании нефтегазовой смеси в резервуары с понтоном и др. В случае применения турбинных преобразователей расхода, учитывающих свободный газ наравне с нефтью, появление свободного газа в потоке приводит к нарушению достоверности учёта нефти.

Если индикатор фазового состояния выдаёт сигнал о наличии или отсутствии свободного газа в нефти, то устройство определения свободного газа (УОСГ) измеряет количество растворённого в нефти газа. Растворённый газ является более «тяжёлым» по составу (с большим содержанием тяжёлых углеводородных газов) в отличие от свободного газа. Этот газ будет, по мере снижения давления, выделяться из нефти и перейдёт в статус свободного газа, негативное влияние которого мы рассмотрели выше.

Выбор преобразователя расхода и способа его поверки

Во всём мире хорошо зарекомендовали себя два метода измерений количества нефти: прямой (с помощью массомера) и косвенный (с помощью турбинного преобразователя расхода). Хотя встречаются и случаи применения ультразвуковых расходомеров для учёта количества нефти на измерительных линиях. Массового одобрения подобная реализация учёта не получает, но в блоке измерения качества ультразвуковые расходомеры активно применяются. Что касается личного опыта - все свои выполненные проекты мы реализовали на базе массовых преобразователей расхода в БИЛ и ультразвукового расходомера в БИК. При сдаче

узлов в эксплуатацию массовые расходомеры получили положительные результаты поверки, подтвердив низкие пределы погрешности, указанные производителем. Поверка преобразователей расхода – истинно актуальная тема для производителей СИКН (СИКНС), эксплуатирующих и надзорных организаций. Существующий рынок средств измерений предлагает нам поверять преобразователи расхода двумя способами: с помощью трубопоршневой установки в комплекте с плотномером либо с помощью компакт-прувера и плотномера. Причём в случае применения второго способа налицо фактическое отсутствие нормативной базы. На текущий момент самыми распространёнными методиками поверки являются:

- МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установки в комплекте с поточным преобразователем плотности»;
- МИ 3189-2009 «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»;
- МИ 2742-2002 «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» с измерительно-вычислительным контроллером «OMNI-3000 PPS».

Ни один из перечисленных нормативных документов чётко не описывает методику проведения поверки по компакт-пруверу и соответствующие расчеты. МИ 2742 загоняет нас в узкие рамки, поскольку реализует методику поверки массометров Micro Motion с помощью компакт-прувера и регламентированного контроллера «OMNI» (в рамках данной методики могут применяться различные типы компакт-пруверов, удовлетворяющие требованиям по погрешности, и только один тип контроллера – OMNI). МИ 3151 невозможно использовать при поверке с помощью компакт-прувера. И только МИ 3189 распространяется на массометры Micro Motion и не отрицает возможности проведения поверки с применением компакт-прувера. При поверке по компакт-пруверу других марок преобразователей расхода поставщику СИКН (СИКНС) придётся разрабатывать собственную, индивидуальную методику поверки.

Эргономичность СОИ СИКН (СИКНС)

Под системой обработки информации подразумевается измерительно-вычислительный комплекс, автоматизированное рабочее место оператора и программное обеспечение верхнего уровня. СОИ осуществляет множество функций, среди которых такие как комфорт, повышенная информативность и мобильность. На сегодняшний день с уверенностью можно сказать, что эти функции присущи системе обработки информации, они негласно продиктованы эксплуатирующим персоналом узлов учёта и подкреплены нормативной базой. Современный уровень автоматизации, интуитивные интерфейсы позволяют операторам гораздо мобильнее отслеживать состояние дел как по отдельным измерительным линиям узла учёта, так и по всей площадке в целом. Сегодня товарные операторы не привязаны к экрану, они мобильно перемещаются по площадке, оперативно получая сигналы о всех событиях. Этому способствуют такие опции СОИ, как ведение трендов, журналов событий и аварий, архивов данных, сигнализация на мобильный телефон при возникновении нештатных ситуаций. При этом каждый производитель СОИ старается представить информацию и организовать процесс так, чтобы он казался понятным и простым, хотя на самом деле имеет сложную математическую и техническую начинку.

Мы, как производители узлов учёта, рассматриваем создание СОИ в комплексе, потому что для заказчиков важна каждая деталь. Во-первых, это соответствие оформления и содержания нормативным документам. Во-вторых, наличие всей необходимой метрологической документации. Далее следует индивидуальный подход в оформлении интерфейса: нестандартные единицы измерений, дополнительные учётные параметры, логотип компании, цветовая гамма, скорость передачи данных. Всё перечисленное реализовано в СОИ на базе ИВК МикроТЭК, производства ООО НПП «ТЭК».

Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания»

634063, Россия, Томск, ул. Высоцкого, 33.
Тел.: (3822) 63-39-58, 63-41-75
Факс: (3822) 63-39-63
E-mail: npp@mail.npptec.ru
www.npptec.ru

*материал подготовила Ольга Орлова,
инженер по испытаниям ООО НПП «ТЭК»*