

Совершенствование системы автоматизированного коммерческого учета нестабильных жидких углеводородов

А.П. Поздняков
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ООО «ПРАЙМ ГРУП»),
В.В. Смирнов,
И.А. Прудников
(ОАО «Газпром»),
А.А. Койда
(ООО «ПРАЙМ ГРУП»)

Development of the system of the automated commercial account of unstable liquid hydrocarbons

A.P.Pozdnjakov (Gubkin Oil and Gas University, Prime Group OOO),
V.V. Smirnov, I.A.Prudnikov (Gazprom OAO),
A.A.Kojda (Prime Group OOO)

На предприятиях добычи нефти и газа обеспечение высокой точности измерений количества и качества жидких углеводородов на всех этапах процесса добыча - реализация является в настоящее время очень важной задачей. Вопросы технического и метрологического обеспечения учета нефти и газового конденсата (стабильного) в России практически решены, и требуется только его совершенствование для дальнейшего повышения точности и оперативности измерений, а также замены устаревших средств на более современные [3-5]. К сожалению, этого нельзя сказать про системы учета при добыче и транспорте нестабильных углеводородов (нестабильного газового конденсата, широкой фракции легких углеводородов и др.), в связи с чем вопросы их создания требуют разработки новых подходов и методов.

В природных условиях газовый конденсат - раствор в газе более тяжелых углеводородов. Содержание его в газах различных месторождений колеблется от 12 до 700 см³/м³ газа. Выделенный из природного газа при снижении давления и (или) температуры в результате обратной конденсации газовый конденсат по внешнему виду - это бесцветная или слабоокрашенная жидкость плотностью 600 - 800 кг/м³ (в стандартных условиях) с температурой начала кипения 30-70 °С. Состав газового конденсата примерно соответствует бензиновой или керосиновой фракции нефти или их смеси. При первичной сепарации на промыслах в газовом конденсате массовое содержание растворенного газа составляет до 10 %, так называемый нестабильный конденсат. Во избежание потерь легколетучих пропан-бутановых фракций транспорт нестабильного газоконденсата на заводы для его стабилизации и окончательной переработки осуществляется по трубопроводу под повышенным давлением. Если степень подготовки нефти для нефтеперерабатывающих предприятий сформулирована в технических условиях ГОСТ 9965-76, содержащих много параметров, то требования к составу и качеству нестабильного конденсата определены отраслевыми ТУ и допускают широкие изменения.

Примерный компонентный состав нестабильного конденсата приведен ниже.

| Массовая доля, %: | Сырье № 1 | Сырье № 2 |
|-------------------|-----------|-----------|
| метана | 0,25 | 3,77 |
| этана | 1,39 | 5,69 |
| пропана | 11,42 | 13,09 |
| изо-бутана | 5,56 | 6,93 |

Necessity of development of systems of the commercial account of unstable liquid hydrocarbons is analysed. Solutions for creation of the automated measuring systems, in particular introduction on units of the account of the automated measuring systems of quantity and quality of unstable gasoline are suggested. Techniques for determination of component-fractional composition of unstable gasoline are developed.

| | | |
|---|-------|-------|
| нормального бутана | 7,4 | 10,39 |
| изо-пентана | 4,58 | 5,36 |
| нормального пентана | 3,89 | 5,23 |
| гексанов (+ высш) | 65,51 | 49,54 |
| Массовая суммарная доля, %: | | |
| метана + этана | 1,64 | 9,46 |
| пропана + бутанов | 24,38 | 30,41 |
| Плотность продукта при температуре 20 °С | 661,5 | 601,0 |
| Давление нестабильного конденсата в точке отбора, МПа | 1,05 | 6,9 |
| Давление насыщенных паров, МПа | 0,32 | 3,7 |

Требования к эффективности систем учета жидких углеводородов значительно повышаются на этапах их передачи и транспорта от добывающих предприятий к потребителям. Здесь возникает проблема как количественных, так и качественных потерь. В настоящее время допустимая для нефти ГОСТ Р 8.595-2002 погрешность измерений массы нетто нефти и нефтепродуктов составляет 0,35-0,4 %. Однако при многократном учете одних и тех же партий жидких углеводородов в системе трубопроводов от промысла до мест реализации суммарная погрешность может достигать 2-3 % [5] и более, что затрудняет проведение балансных операций между поставщиками и потребителями. Отмеченное еще в большей степени относится к узлам учета нестабильных жидких углеводородов на конденсатопроводах, по которым осуществляется транспорт различных по составу и свойствам нефтепродуктов, как правило, от разных поставщиков (в том числе и независимых) [2].

Для учета при транспорте нефти и нефтепродуктов по трубопроводам широко используются динамические методы измерения, которые позволяют почти полностью автоматизировать процесс учета, резко сократить капитальные вложения и эксплуатационные затраты, а также повысить точность учета продукта.

В ОАО «Газпром» на узлах учета предприятий объем нестабильного конденсата измеряется в основном методом переменного

перепада давления с использованием сужающих устройств или турбинными счетчиками, что не позволяет по погрешности измерений массы продукта выполнить современные требования нормативных документов по обеспечению единства измерений для нефтепродуктов (ГОСТ Р 8.595-2002). Средства измерения не обеспечивают необходимой точности измерений, кроме того, методическая база по определению компонентного состава и плотности нестабильного конденсата осталась на уровне 80-х годов XX века.

В настоящее время основные данные по качеству и составу продукта поставляются на узлы учета из аналитических лабораторий, которые проводят анализы с определенными интервалами времени (8 ч, 2 раза в сутки, раз в неделю). Дискретность проведения анализа и субъективные факторы не дают полного представления и не позволяют своевременно реагировать на изменения качества газоконденсата. Особенно заметно указанное проявляется при прохождении через данный узел учета малых партий нестабильного конденсата с различными свойствами. При этом плотность определяется в лабораторных условиях по следующему алгоритму. Проба нестабильного конденсата отбирается в контейнер высокого давления при рабочих условиях (давлении и температуре) узла учета. В лабораторных условиях проба разгазывается, измеряется газовый фактор, определяются компонентный состав газа дегазации и плотность полученного стабильного конденсата. Далее рассчитывается плотность нестабильного конденсата при стандартных условиях. Согласно действующим стандартам предприятий (СП) хроматографическим методом определяются углеводороды C_1-C_5 , а остальные углеводороды жидкой фракции, в том числе и стабильная часть, идентифицируются как $C_{6+высш}$ со свойствами гексана (псевдопик). Это существенно занижает плотность нестабильного конденсата. Кроме того, наличие субъективного (человеческого) фактора при отборе пробы и проведении химического анализа может привести к погрешностям измерения. Следовательно, необходимо при помощи автоматки сочетать высокую точность лабораторного определения свойств нестабильного конденсата и постоянство работы потоковых приборов.

Погрешность измерения массы нестабильного конденсата может быть приравнена к прямым потерям. Если повысить точность измерений, то разность между прежним и достигнутым значениями погрешности можно рассматривать как дополнительное количество газоконденсата, сэкономленное и введенное в оборот. Необходимы модернизация измерительных систем и полное перевооружение методической базы на всех стадиях определения плотности нестабильного конденсата, начиная с отбора проб, определения его компонентно-фракционного состава и заканчивая расчетом плотности. При этом требуется оперативно контролировать отсутствие свободного газа в конденсате, наличие которого обуславливает систематическую погрешность учета нестабильного конденсата, и фактические потери могут превышать нормативные.

Владельцы магистральных трубопроводов несут ответственность перед грузоотправителями за сохранение количества и качества нестабильного конденсата, принятого к транспорту. При этом его количество в конце трубы может быть меньше количества, принятого в начале. Потери обусловлены, с одной стороны, естественной убылью (испарение, утечка), а с другой, - погрешностью средств измерения. Решением указанных проблем может стать внедрение на узлах учета автоматизированных систем измерения количества и качества нестабильного конденсата (АСИКНК).

Автоматизация коммерческого учета нестабильного конденсата.

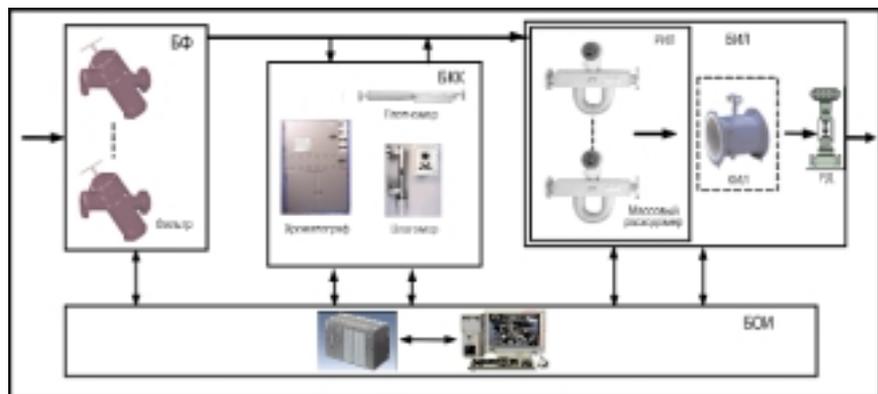
Основные задачи создания и реконструкции узлов учета нестабильных жидких углеводородов на конденсатопроводах рассмотрим на примере нестабильного конденсата как наиболее массового продукта.

Техническое перевооружение узлов учета нестабильного конденсата (УУНК) основано на оснащении их современным технологическим оборудованием, средствами измерения и создании АСИКНК, позволяющей полностью автоматизировать основные функции измерения, контроля и управления технологическими объектами УУНК. При этом главной задачей в процессе перекачки является постоянный оперативный контроль качественных характеристик нестабильного конденсата, который осуществляется испытательной лабораторией.

Многовариантный независимый расчет физических параметров и химического состава транспортируемых нестабильных жидких углеводородов в узлах учета за длительный период мониторинга показывает, что легкие фракции углеводородов находятся при регламентных режимах в жидком состоянии. Эти данные подтверждает расчетное давление насыщенных паров над углеводородной смесью. При превышении избыточного давления в конденсатопроводе над расчетным нестабильный конденсат является однофазной насыщенной жидкостью. Давление насыщенных паров рассчитывается по данным компонентно-фракционного состава нестабильного конденсата, получаемым с автоматического промышленного потокового хроматографа. Это является методологической основой для разработки технологических схем измерительных линий УУНК, аналогичных имеющимся в узлах учета нефти и газоконденсата (без разделения потоков на жидкую и газовую фракции и отдельного измерения их масс). Это значительно упрощает и снижает стоимость узлов учета. Вместе с тем имеются экспериментальные разработки по определению в динамике многофазных жидкостей и газов, основанные на принципах ядерно-магнитного резонанса [1]. Однако эти разработки прошли только лабораторные испытания и не имеют промышленной реализации. В дальнейшем они могут использоваться как методологическая основа создания АСИКНК с учетом их невысокой стоимости и достаточной точности измерений.

Технологическая схема традиционных узлов учета [4,5] (см. рисунок), позволяющая автоматически или полуавтоматически измерять необходимые показатели и определять учетные параметры включает:

- 1) блок фильтров (БФ);
- 2) блок измерительных линий (БИЛ);
- 3) блок контроля качества (БКК);
- 4) блок обработки информации (БОИ);
- 5) контрольно-измерительную линию (КИЛ);
- 6) регулятор давления (РД);
- 7) поверочную установку (ПУ).



Структурная схема КТС узла учета

БИЛ включает рабочие и резервные измерительные линии на базе массовых кориолисовых расходомеров (обеспечивающих прямой динамический метод измерения массы). Их тип и число определяются требуемым диапазоном измерения расхода УУНК и необходимостью обеспечения надежности.

БКК состоит из потокового хроматографа для определения компонентно-фракционного состава нестабильного конденсата, плотномера, влагомера и пробоотборника автоматического отбора объединенной пробы для химической лаборатории. Автоматический потоковый хроматографический комплекс состоит из хроматографа, компрессора, блока подготовки пробы, зонда отбора пробы и системы понижения давления исследуемой смеси. В промышленный автоматический потоковый жидкостной хроматограф входят контроллер и анализатор. Контроллер представляет собой устройство на базе микропроцессора, которое управляет временными циклами и положением клапанов анализатора, проводит интегрирование его сигналов и на основе этой информации формирует отчеты. В анализаторе установлены колонны для разделения анализируемых проб, детекторы (ДТП, ПИД), определяющие компоненты в пробе, пневмоклапаны для ввода проб и переключения режимов работы хроматографических колонок. Все элементы находятся в термостате с принудительной вентиляцией и при определенном режиме программирования температуры. Для создания рабочего давления технологического воздуха в блоке анализатора, продувки блока контроллера и управления давлением пневмоклапанов используется компрессор с выходным давлением 0,42 МПа.

БОИ включает микропроцессорный контроллер и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера и SCADA-системы.

КИЛ, в состав которой входит ультразвуковой датчик расхода, предназначена для оценки правильности работы кориолисовых расходомеров в блоке измерительных линий.

РД осуществляет стабилизацию давления на выходе УУНК с целью недопущения выделения газообразных фракций из газоконденсата при снижении давления в конденсатопроводе.

ПУ может включать пружер или трубопоршневую установку.

Внедрение АСИКНК позволит полностью автоматизировать более 20 видов деятельности производственного персонала, основные функции измерения, контроля и управления технологическими объектами узлов учета. Важно, что АСИКНК обеспечивает безопасность работы основного и вспомогательного технологического оборудования объектов узлов учета при всех условиях эксплуатации и защиту информации от несанкционированного доступа. Внедрение системы позволит уменьшить погрешности измерений за счет комплексного использования современных микропроцессорных средств обработки и передачи данных, минимизировать простои основного и вспомогательного оборудования узлов учета, снизить затраты на техническое обслуживание.

Для обеспечения методической базы определения компонентно-фракционного состава нестабильного конденсата в ОАО «Газпром» разработаны следующие методики.

1. Методика по отбору проб нестабильного конденсата ММ 51-00159093-004-02 «Нестабильные жидкие углеводороды. Методы отбора проб», которая полностью исключает ошибки, связанные с разгазированием конденсата во время отбора, и позволяет получить представительную пробу.

2. МВИ «Нестабильные жидкие углеводороды. Методы определения компонентно-фракционного состава», включающая несколько методик, касающихся разгазирования нестабильного конденсата, определения компонентно-фракционного состава газа дегазации и компонентно-фракционного состава стабилизированного конденсата, а также получения полного компонентно-фракционного состава нестабильного конденсата.

3. Расчетная методика плотности нестабильного конденсата на основе его полного компонентно-фракционного состава с учетом кажущихся плотностей составляющих компонентов.

Немаловажным фактором для транспорта нестабильного конденсата является давление насыщенных паров над углеводородной смесью. Методика определения компонентного состава и работа автоматического потокового хроматографа дают расчетное значение этого параметра. Если давление насыщенных паров не превышает давление транспортируемой углеводородной смеси, то уверенно можно использовать методики измерений массы жидкостной среды. На основании полученных данных с автоматического хроматографа о составе углеводородного сырья можно планировать работу перерабатывающих заводов и более точно устанавливать баланс предприятия.

Совершенствование систем учета нестабильных жидких углеводородов на предприятиях ОАО «Газпром» можно разделить на два этапа [6]. В ближайшей перспективе (первый этап) необходимо максимально использовать средства измерений на узлах учета, обновить лабораторное оборудование и методическую базу при определении физико-химических свойств нестабильного конденсата для расчета расходных характеристик. Кроме того, должны быть отработаны унифицированные подходы и типовые проекты УУНК для исключения лишнего многообразия принимаемых технических решений и выбора оборудования. Разработка единого подхода к метрологическому учету и унификации принципов измерения обеспечит сведение балансов при учете и позволит снизить затраты на проектирование и реконструкцию УУНК. На втором этапе необходимо аппаратное перевооружение узлов учета, заключающееся во внедрении автоматизированных систем измерения количества и качества нестабильного конденсата на базе потоковых хроматографов и кориолисовых массовых расходомеров с одновременным измерением его плотности в рабочих условиях. Предприятиям нефтегазодобычи, которые не входят в систему ОАО «Газпром», но начали осваивать газовые и газоконденсатные месторождения севера Ямала («Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НоваТЭК» и др.) следует использовать существующий опыт «Газпрома» и изначально реализовывать современные системы учета газоконденсата любого состава. ООО «ПРАЙМ ГРУП» совместно с ОАО «Газпром» готово реализовать системы учета газового конденсата для любых нефтегазовых компаний.

Список литературы

1. Патент на изобретение RU № 2152006. 1. Ядерно-магнитный расходомер для многофазной среды/Поздняков А.П., А.И. Жерновой, Н.В. Евстафьев, М.И. Ерусалимский и др.
2. Поздняков А.П. Повышение эффективности управления нефтегазодобывающими предприятиями. Материалы IV международного конгресса «Нефтегазовый комплекс: стратегии развития». Сборник докладов. - Париж, 6-8 мая 2002 г.
3. Поздняков А.П. Проблема автоматизации учета нефти по России. Материалы 12-го Международного конгресса «Новые высокие технологии для газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи». CITOGIC-2002. - Геленджик, 17-21 сентября 2002 г.
4. Поздняков А.П., Карандин В.Н. Состояние учета количества и качества нефти в жизненном цикле «Добыча-потребление» нефти по России//Нефть, газ и бизнес. - 2003. - №2. - С. 30-33.
5. Поздняков А.П., Карандин В.Н. Точность лишней не бывает. О пользе автоматизации учета нефти//Нефтегазовая вертикаль. - 2003. - №5(90). - С. 50-54.
6. Состояние учета жидких углеводородов в отрасли и направления повышения точности и достоверности измерений/Материалы совещания специалистов ОАО «Газпром». - Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 6-9 октября 2003 г.