

3163/06

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

НАУКА И ТЕХНИКА

№ 4 (28) 2006

В газовой промышленности

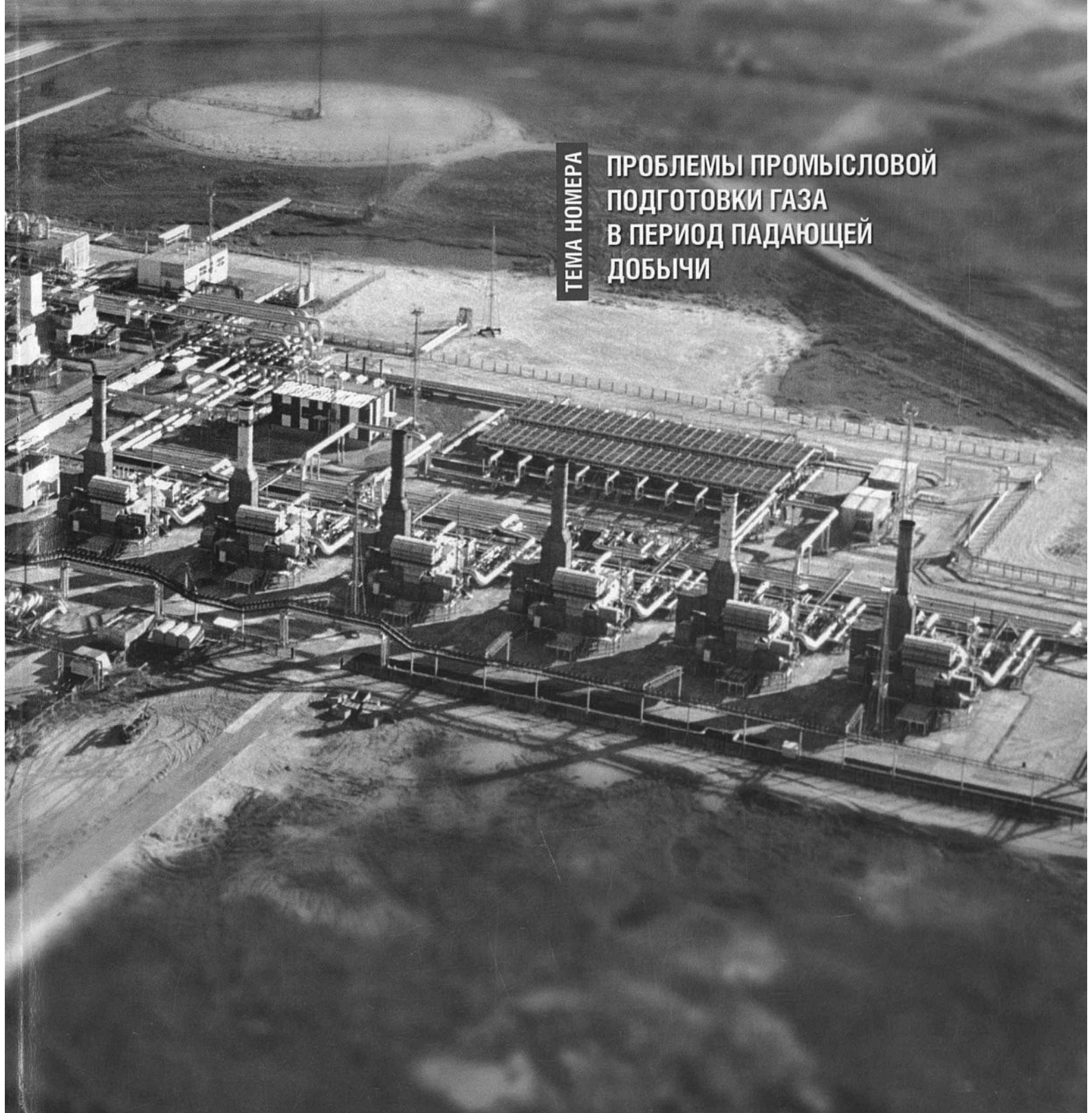
4 Имитационное поточное моделирование комплексных схем добычи и переработки углеводородного сырья

37 Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей

59 Новый способ измерения расхода газа, реализованный в ультразвуковом расходомере «Гиперфлоу-УС»

ТЕМА НОМЕРА

ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ



В.А. Истомин, ООО «ВНИИГАЗ»

И.В. Колинченко, ООО «Уренгойгазпром»

А.М. Деревягин, С.В. Селезнев, НПФ «Вымпел»

Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей

На установках промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений к магистральному транспорту имеет место унос высших углеводородов (УВ) с газом сепарации в паровом и капельном виде. Паровые потери углеводородов определяются термодинамикой процесса (температурой и давлением сепарации) и являются неизбежными, тогда как капельный унос углеводородов с концевой (низкотемпературной) ступени сепарации может быть минимизирован различными технологическими приемами.

Традиционным методом [1] определения капельного (механического) уноса УВ, применяемым в промысловой практике, является отделение жидкой фазы из газового потока в измерителе уноса. Суть методики заключается в выборе точек отбора проб по сечению трубы, наиболее полно характеризующих газожидкостной поток в целом, соблюдение так называемого условия изокинетичности движения газа в измеряемом потоке и в пробоотборнике, а также соблюдение равенства термобарических параметров газа в исследуемом потоке и в приборе – измерителе уноса. Кроме того, необходимо недопущение выноса капельной жидкости из самого прибора – измерителя уноса, т.е. прибор должен быть высокоэффективным сепарационным устройством.

Основное требование к достоверности определения капельного уноса жидкой фазы с газом сепарации – это отбор представительной пробы, характеризующей весь поток. Удельное содержание жидкости в измеряемом потоке должно быть практически

равным удельному содержанию жидкости в отбираемом потоке. Сложность проблемы заключается в неоднородном распределении капельной жидкости в газе по сечению трубы в зависимости от ее количества, свойств и параметров потока газа, а также наличия пленки жидкой фазы на внутренней поверхности трубопровода. Применение колец для съема конденсационной пленки с внутренней поверхности трубы, установка завихрительных устройств и другие технологические приемы невозможно реализовать без остановки технологической нитки, поэтому в промысловой практике применяются редко. Вследствие этого результаты замеров существующими измерителями уноса позволяют дать в основном сравнительную оценку эффективности работы сепарационного оборудования и, строго говоря, не претендуют на точное определение абсолютных значений уноса УВ. Известны конструкции приборов и методики проведения измерений, разработанные в ООО «ТюменНИИгипрогаз», ДАО «ЦКБН», ООО «Уренгойгазпром» и др. [1], которые в настоящее время активно совершенствуются.

Кратко обсудим результаты измерений уносов УВ с концевой ступени сепарации на газоконденсатных объектах ООО «Уренгойгазпром». Такие исследования проводятся ежегодно на газоконденсатных промыслах УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 11В. В промысловых исследованиях использован модернизированный прибор УГМК-3. На рис. 1 приведены уносы C_{5+} в капельном виде по валанжинским УКПГ. Данные



Рис. 1 ООО «Уренгойгазпром». Технологическая схема модели приведена на рис. 2. Использован осредненный текущий состав пластового газа, полученный на основе данных хроматографического анализа газа сепарации и углеводородного конденсата на УКПГ-1АВ ООО «Уренгойгазпром». В расчетах задавалось давление в низкотемпературном сепараторе путем изменения перепада на дросселирующем устройстве и корректировалась (регулировалась) температура после второго рекуперативного теплообменника для соблюдения температуры в низкотемпературном сепараторе на уровне $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

подразделены на две группы в соответствии с периодом проведения замеров (до модернизации концевых сепараторов и после). В зависимости от термобародинамических параметров технологической нитки, расхода газа и конструкции низкотемпературных сепараторов, диапазон уноса УВ в капельном виде составляет от следов до 3 г/м^3 .

Существенным недостатком газовых измерителей уноса (каплеотделителей) является невозможность непрерывного мониторинга эффективности работы сепарационного оборудования в связи с трудоемкостью процесса измерения. Поэтому в настоящее время представляет интерес разработка и косвенных методик оценки капельного (механического) уноса углеводородного конденсата. Одним из показателей капельного уноса УВ может служить величина разности между температурой сепарации газа (температурой в низкотемпературном сепараторе) и температурой точки росы по углеводородам (ТТР по УВ), замеренной на узле замера газа (т.е. после испарения капельных УВ в газовую фазу). Данная работа посвящена расчетно-теоретической оценке возможности определения потерь УВ на основе замеров ТТР по УВ на УКПГ.

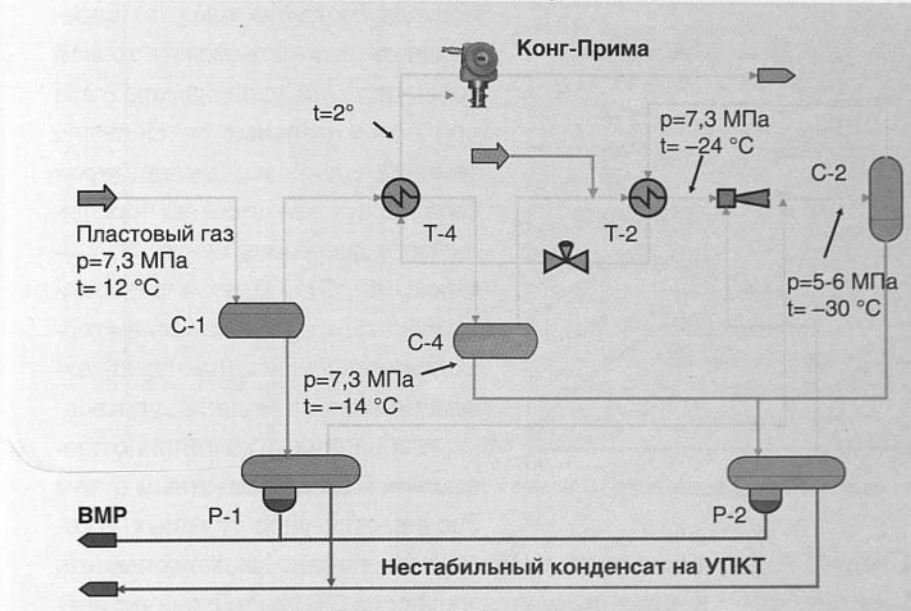
Для определения влияния капельного уноса УВ на ТТР проведены технологические расчеты в программной среде «ГазКондНефть». С этой целью была разработана технологическая модель типовой установки низкотемпературной сепарации

в низкотемпературном сепараторе на уровне $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В рамках указанной термодинамической модели установки низкотемпературной сепарации газа расчетным путем определены зависимости влияния уноса тяжелых углеводородов из низкотемпературного сепаратора на температуры точки росы по углеводородам. На рис. 3–5 приведены кривые конденсации углеводородов при задаваемом капельном уносе, составляющем $0; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0\text{ г/м}^3$ для давлений сепарации 4, 5 и 6 МПа, при последующем снижении давления газа, поступающего в анализатор точки росы. Для сравнения на рис. 6 приведена экспериментальная (фактическая) кривая конденсации углеводородов (точек росы), полученная нами на узле замера газа валанжинской УКПГ-1 Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения при давлении сепарации 5,2 МПа. Из представленных расчетов видно, что в диапазоне давлений 2–6 МПа для реально реализующихся уносов в диапазоне $0,1\text{--}2,0\text{ г/м}^3$ (рис. 1), изменение ТТР составляет $3\text{--}5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, принципиально возможно разработать методику оценки повышенного капельного уноса по разности между ТТР и температурой сепарации газа при наличии анализаторов ТТР по УВ с погрешностью измерений на уровне $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В настоящее время отечественными и зарубежными производителями выпускается достаточное количество разнообразных по конструкции анализа-

Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации ООО «Уренгойгазпром»: Т-1, Т-2 теплообменники «газ-газ»; С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Р-1, Р-2 – трехфазные разделители



торов ТТР по воде и УВ. В большинстве случаев они относятся к классу зеркальных гигрометров и реализуют конденсационный метод измерения точки росы. Сущность метода заключается в измерении температуры, до которой необходимо охладить прилегающий к охлаждаемой поверхности слой влаж-

ного газа, чтобы довести его до состояния насыщения при рабочем давлении. В качестве основного средства измерения точки росы в ОАО «Газпром» в настоящее время используются приборы серии «КОНГ» [2]. Также в нефтегазовой отрасли применяются анализаторы «Michell Instruments», АМЕТЕК 241, «ТОРОС» и др. [3]. Преимуществом современных анализаторов точек росы газа является непрерывность циклов измерений, обработка и накопление (хранение и архивация) получаемых данных. Таким образом, современные приборы могут позволить оценивать эффективность процесса низкотемпературной сепарации непосредственно на газовом промысле, в некоторых случаях не прибегая к трудоемким методикам прямого определения капельного уноса конденсата с концевой ступени сепарации. В частности, удобным прибором для рассматриваемых целей является переносной анализатор «КОНГ-Прима-4П». Важные особенности этого анализатора – мобильность и возможность получения кривой конденсации углеводородов как функции давления.

Кривые конденсации углеводородов при давлении газа 4 МПа в низкотемпературном сепараторе (температура в НТС -30 °С, температура на выходе из теплообменника Т1 = 0 °С, давление на входе 7 МПа)

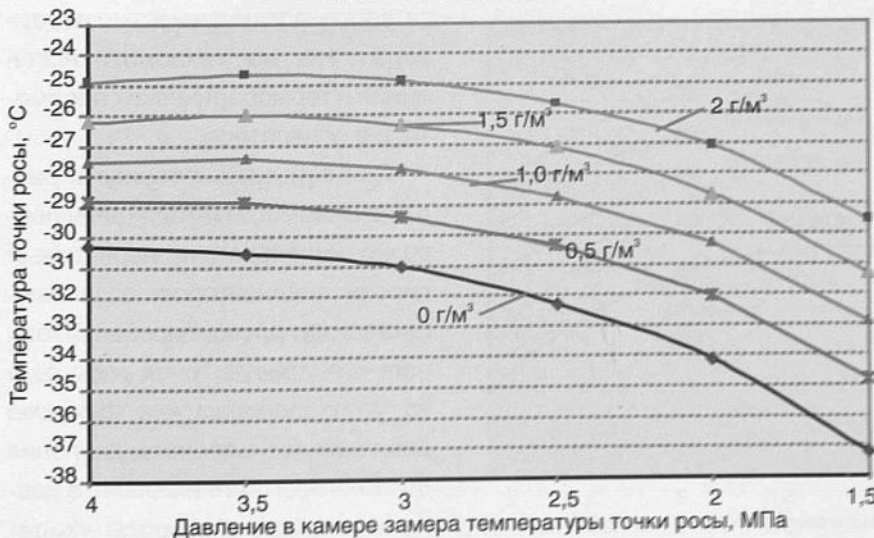
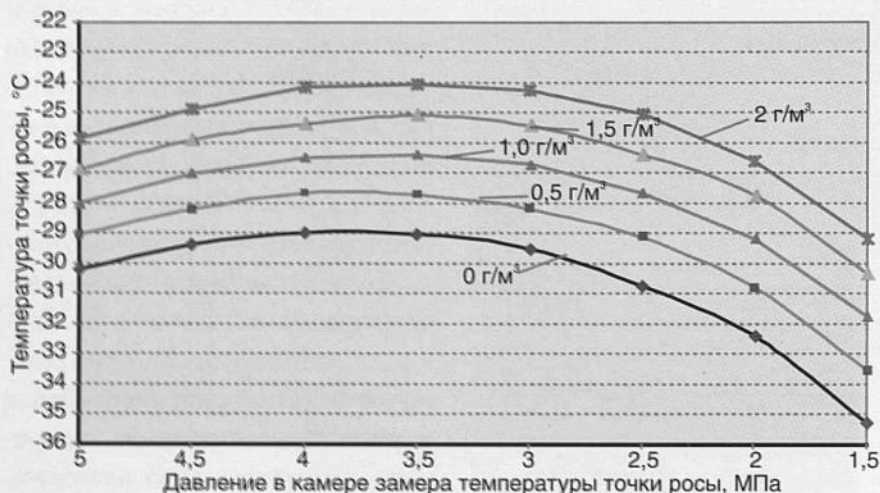


Рис. 3

Определение ТТР по УВ проводится на узле замера газа технологической линии. Для более точного определения существующего уноса УВ целесообразно получить кривую ТТР путем редуцирования давления в измерительной камере с шагом 0,5 МПа. Далее экспериментально определенная зависимость точек росы газа по углеводородам от давления сопоставляется с расчетными кривыми точек росы, выполненными для фактического давления в низкотемпературном сепараторе, тем самым, осуществляется

Кривые конденсации углеводородов при давлении газа 5 МПа в низкотемпературном сепараторе (температура в НТС -30 °С, температура на выходе из теплообменника Т1 = 0 °С, давление на входе 7 МПа)



оценка уноса УВ в капельном виде. Следует еще отметить, что приведенные на рис. 3–5 кривые рассчитаны для определенного состава газа сепарации (применительно к УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ), поэтому для каждой установки сепарации необходимо рассчитывать свои кривые конденсации углеводородов.

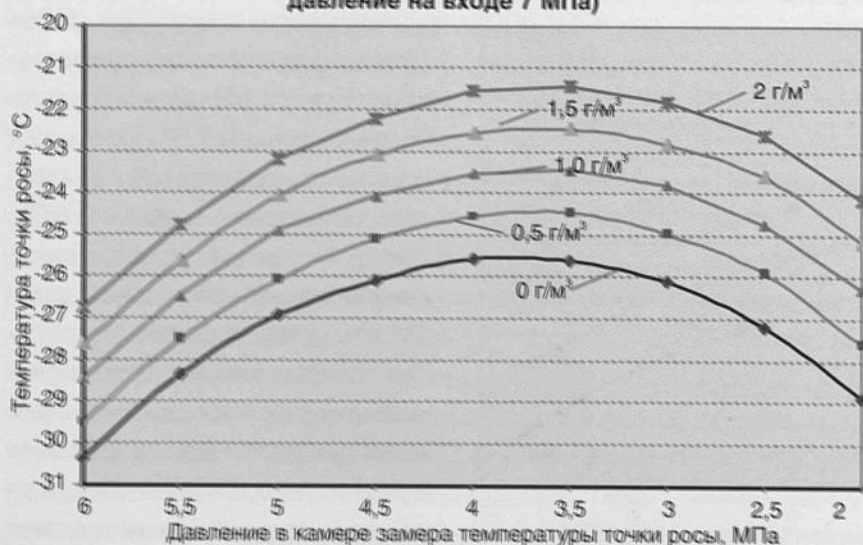
Таким образом, теоретически обоснован новый подход к косвенной оценке повышенного капельно-

го уноса тяжелых углеводородов с подготовленным газом в капельном виде на установках низкотемпературной сепарации газа. Суть подхода состоит в том, что определяется разность между точкой росы газа (на узле замера газа при положительных по Цельсию температурах) и температурой сепарации газа (обычно находящейся в диапазоне минус 20 °С – минус 30 °С). По этой разности температур с использованием термодинамической (расчетно-технологической) модели установки, «собранной» в какой-либо программной среде расчетным путем оценивается унос тяжелых угле-

водородов в капельном виде. Чувствительность метода находится на уровне 0,5 г/м³. Для практической реализации разрабатываемого подхода необходимо применение современных высокочувствительных анализаторов точек росы газа по углеводородам (например, серии КОНГ-Прима и др.). Наиболее перспективно применение нового лазерного интерференционного анализатора КОНГ-Прима-10 в силу его более высокой точности и чувствитель-

Рис. 5

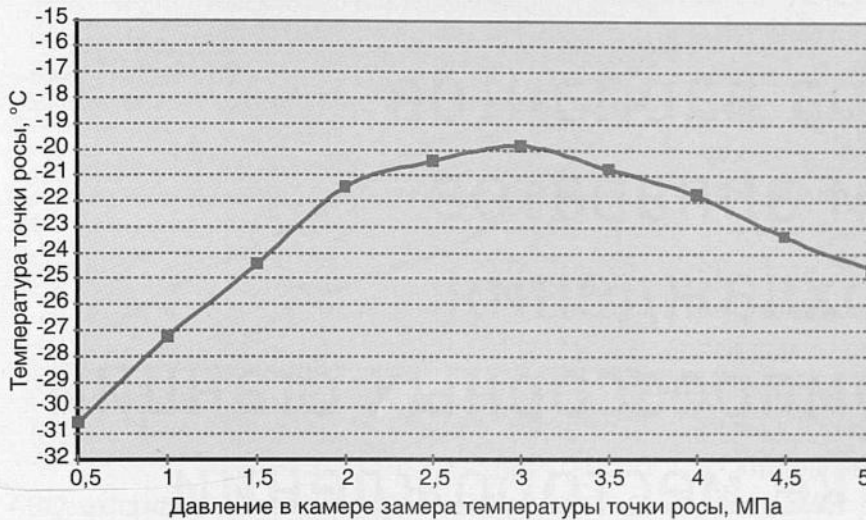
Кривые конденсации углеводородов при давлении газа 6 МПа в низкотемпературном сепараторе (температура в НТС -30 °С, температура на выходе из теплообменника Т1 = 0 °С, давление на входе 7 МПа)



ности. При этом точность измерения точки росы газа должна быть не менее ±1,0 °С. И что существенно, возможна организация непрерывного мониторинга уноса в зависимости от расхода газа на технологической линии и термобарических параметров в сепараторе.

Для повышения точности разрабатываемого метода целесообразно использовать переносные версии анализаторов, позволяющие за счет дросселирования газа получать кривую точек росы газа по углеводородам как функцию давления (от рабочего давления до некоторого минимального давления, когда точка росы уходит

Рис. 6
Кривая конденсации углеводородов в зависимости от давления
(осушенный газ на узле замера газа УКПГ-1
ООО «Юрхаровнефтегаз» при давлении 5,2 МПа)



за измеряемый диапазон прибора-анализатора). Для реализации этой возможности при измерении температур точек росы на уровне минус 30–33 °С необходимо использовать дополнительные ступени охлаждения (что предусматривается в одном из вариантов комплектации КОНГ-Прима-4П). Важно еще отметить, что в теорию метода заложено допущение о наличии фазового равновесия в низкотемпературном сепараторе установки. Проверка этого допущения принципиально возможна при проведении специальных промысловых исследований и совместном анализе результатов прямых методов определения уноса и разрабатываемого косвенного метода. В перспективе совместное применение прямого и косвенного методов дает возможность

выделить вклад в технологические потери тяжелых углеводородов, связанный с неравновесностью процесса конденсации углеводородов в технологическом звене «дроссель – низкотемпературный сепаратор».

Авторы выражают благодарность к.т.н. Касперовичу А.Г. за обсуждение данной темы.

Список литературы

1. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. – М.: Недра, 2000 г. – С. 199–223.
2. Анализатор точек росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4». Результаты промышленной эксплуатации в северных условиях / Деревягин А.М., Селезнёв С.В., Степанов А.Р., Агальцов А.Г., Никаноров В.В., Ставицкий В.А., Истомина В.А. // Сб. трудов ВНИИГАЗа «Вопросы эксплуатации северных газовых и газоконденсатных месторождений», под ред. д.х.н. Истомина В.А. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – С. 16–38.
3. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук «Разработка информационно-измерительной системы для оперативного контроля влажности природного газа» / Селезнёв С.В. – Саратов, 2006. – С. 143.

А.Г. Агальцов, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев, ООО НПФ «Вымпел»

Эксплуатационные и метрологические характеристики анализатора точек росы «КОНГ-Прима-10»

Анализатор точек росы природных и технологических газов «КОНГ-Прима-10», разработанный научно-производственной фирмой «Вымпел» в 2004 г., является принципиально новым прибором в серии приборов «КОНГ-Прима», получивших широкое распространение в системах добычи, транспорта и переработки природного газа как в России, так и в странах СНГ и Западной Европы.

В анализаторе (как и в предыдущих моделях приборов «КОНГ-Прима») реализован конденсационный принцип измерения температуры точки росы. Для регистрации процесса конденсации используется новая конструкция чувствительного элемента. В основе оптической системы регистрации используется эффект Брюстера, основанный на явлении поляризации света при отражении от поверхности диэлектриков. Наличие трех информационных каналов позволяет одновременно определять температуру точек росы нескольких конденсирующихся из природного газа примесей. Определение физической природы примесей производится не по их оптическим свойствам (показателям преломления), а по различию отражающих свойств образующейся пленки конденсата. Подробно конструкция чувствительного элемента анализатора «КОНГ-Прима-10» и принципы его работы представлены в [1, 2].

По своим функциональным возможностям анализатор существенно превосходит предыдущие модели приборов серии «КОНГ-Прима». Проведенные лабораторные исследования показали, что

новый анализатор может измерять температуры точки росы по водной фазе (влаге, водометанольному раствору), по льду, газовым гидратам и тяжелым углеводородам.

Промышленное использование анализатора «КОНГ-Прима-10»

В настоящее время анализатор является серийным промышленным прибором, предназначенным для измерения температур точки росы по влаге и углеводородам, и имеет официальное наименование «Анализатор точек росы интерференционный КОНГ-Прима-10».

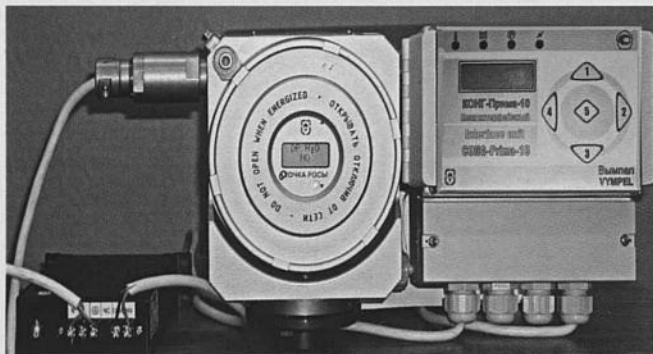
Внешний вид анализатора в одном из конструктивных исполнений представлен на рис. 1. Преобразователь точки росы (ПТР) анализатора внешне практически не отличается от предыдущих моделей гигрометров серии «КОНГ-Прима», что позволяет без дополнительных затрат производить переоснащение нефтегазовой отрасли новыми приборами.

Анализатор имеет все необходимые сертификационные документы, разрешающие его применение в Российской Федерации:

- сертификат об утверждении типа средства измерений RU.C.31.008.A №19402, выданный Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, действительный до 01 декабря 2009 г., подтверждает, что «Анализатор точек росы интерференционный «КОНГ-Прима-10» зарегистри-

Рис. 1

Внешний вид анализатора «КОНГ-Прима-10» (слева направо: блок питания, преобразователь точки росы, интерфейсный блок)



рован в Государственном реестре средств измерений под № 28228-04 и допущен к применению в РФ;

- преобразователи точки росы, входящие в состав анализатора и устанавливаемые во взрывоопасных зонах являются взрывозащищенными – сертификат соответствия ЦС СТБ № РОСС RU. ГБ04. В00420, действительный до 30 сентября 2008 г.;

- разрешение на применение № РСР 00-19610, выданное Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на основании сертификата соответствия ЦС СТБ № РОСС RU. ГБ04. В00420 и действительное до 08 февраля 2009 г., разрешает применение анализатора на поднадзорных производствах и объектах в соответствии с Руководством по эксплуатации;

- предприятие-изготовитель имеет Сертификат соответствия системы менеджмента качества № РОСС RU.ИК.06.К00002 применительно к производству анализатора точек росы интерференционного «КОНГ-Прима-10» по требованиям ГОСТ Р ИСО 9001–2001, выданный Госстандартом России;

- предприятие-изготовитель имеет лицензию на изготовление и ремонт средств измерений, № 000697-ИР, выданную Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, действительную до 04 апреля 2010 г.

С января 2006 г. начато серийное производство анализаторов «КОНГ-Прима-10». В газовой промышленности анализатор может использоваться на установках комплексной подготовки природных газов (УКПП), в системах автоматического регулирования

процессов осушки природного газа, на газоизмерительных станциях (ГИС) при транспортировке газа, на станциях подземного хранения газа (СПХГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) для контроля степени доосушки газа.

Перечисленные направления технологического использования анализатора подтверждены многочисленными испытаниями, проведенными в различных условиях эксплуатации и различных климатических зонах.

Результаты испытаний анализатора «КОНГ-Прима-10» в промышленных условиях эксплуатации

Все испытания анализатора на действующих объектах газовой отрасли можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся испытания с целью подтверждения метрологических характеристик «КОНГ-Прима-10» при анализе природного газа. Ко второй группе относятся испытания с целью подтверждения эксплуатационных характеристик анализатора: надежности, стойкости к загрязнениям, удобства эксплуатации и технического обслуживания. Кратко остановимся на основных результатах проведенных испытаний.

Испытания с целью проверки метрологических характеристик

Испытания на магистральном газе с различным компонентным составом и качеством подготовки

Анализатор «КОНГ-Прима-10» испытывался на ГИС Александрово-Гайского ЛПУ МГ ООО «Югтрансгаз». Испытания проводились на различных газовых потоках:

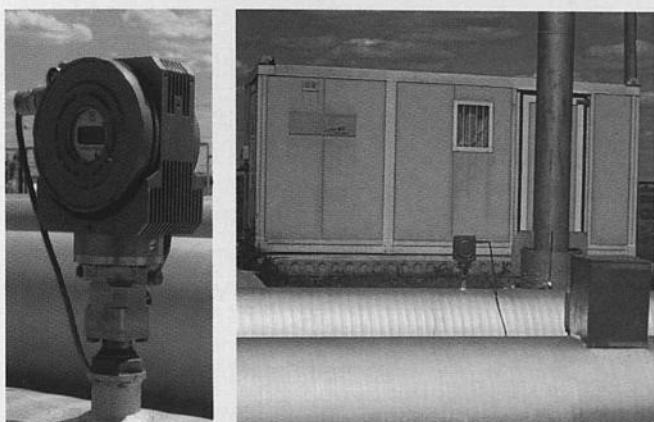
- ГИС «Средняя Азия – Центр 3» – неосушенный газ, поступающий из Казахстана с механическими и аэрозольными примесями после компримирования;

- ГИС «Оренбург-1» – газ, прошедший технологическую подготовку и осушку.

Первичный преобразователь анализатора устанавливался непосредственно на трубопроводе без дополнительной системы газоподготовки и фильтрации. Интерфейсный блок размещался в обогреваемом боксе (рис. 2).

Рис. 2

Внешний вид установки анализатора на ГИС



Показания анализатора «КОНГ-Прима-10» сравнивались с показаниями гигрометров «КОНГ-Прима-2» и «КОНГ-Прима-4», находящихся в коммерческой эксплуатации на указанных ГИС.

Показания анализатора «КОНГ-Прима-10» и преобразователя точки росы «КОНГ-Прима-2» на ГИС «Средняя Азия – Центр 3» приведены на рис. 3. Условия работы анализатора: неосушенный газ с механическими и аэрозольными примесями после компримирования. Давление исследуемого газа 4,7 МПа, температура +34,5 °С.

Сравнение показаний анализатора «КОНГ-Прима-10» со штатным прибором «КОНГ-Прима-4» на ГИС «Оренбург-1» приведено на рис. 4.

Условия работы анализатора: газ, прошедший технологическую подготовку и осушку с наличием конденсируемых ранее влаги углеводородов и с незначительным количеством механических и аэрозольных примесей. Давление исследуемого газа 3,7 МПа, температура +12 °С.

Результаты работы анализатора на ГИС «Средняя Азия – Центр 3» свидетельствуют о его более стабильной работе по сравнению с прибором «КОНГ-Прима-2». Это связано с периодическим загрязнением чувствительного элемента прибора «КОНГ-Прима-2», в то

время как зеркало анализатора «КОНГ-Прима-10» за указанный период не загрязнялось.

Результаты работы анализатора на ГИС «Оренбург-1» свидетельствуют о его более высокой чувствительности к тонким пленкам тяжелых углеводородов. Штатный анализатор «КОНГ-Прима-4» в этот период не обнаруживал наличия ранее конденсируемых углеводородов.

Проверка метрологических характеристик анализатора после испытаний показала соответствие погрешности измерения заявленным требованиям (± 1 °С).

Испытания анализатора на станции подземного хранения газа после установки абсорбционной осушки газа

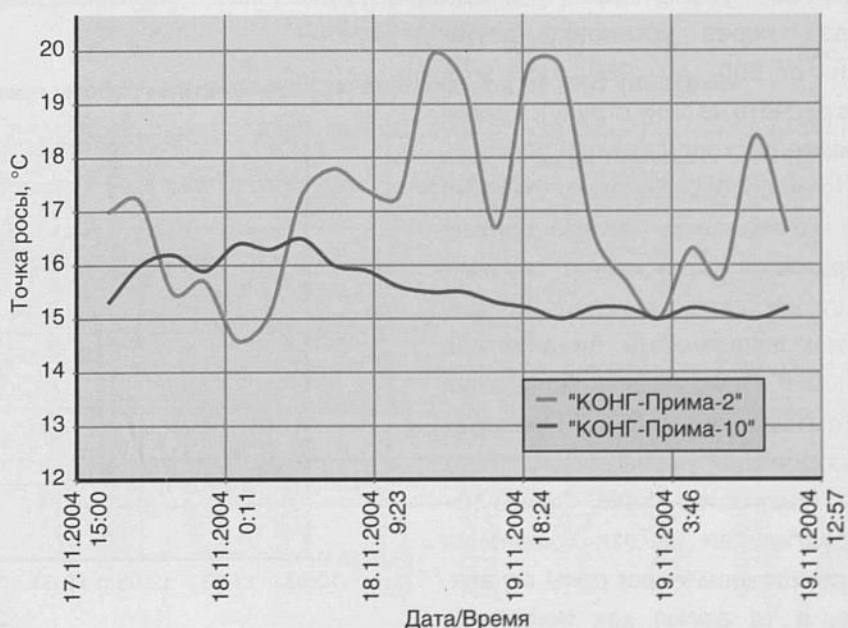
Испытания проводились на Елшанской СПХГ ООО «Югтрансгаз».

Анализатор «КОНГ-Прима-10» был установлен вместе со штатным гигрометром «КОНГ-Прима-2» на параллельных струнах замерного узла (ЗУ) СПХГ. Условия проведения испытаний: газ после механической очистки и установки абсорбционной осушки.

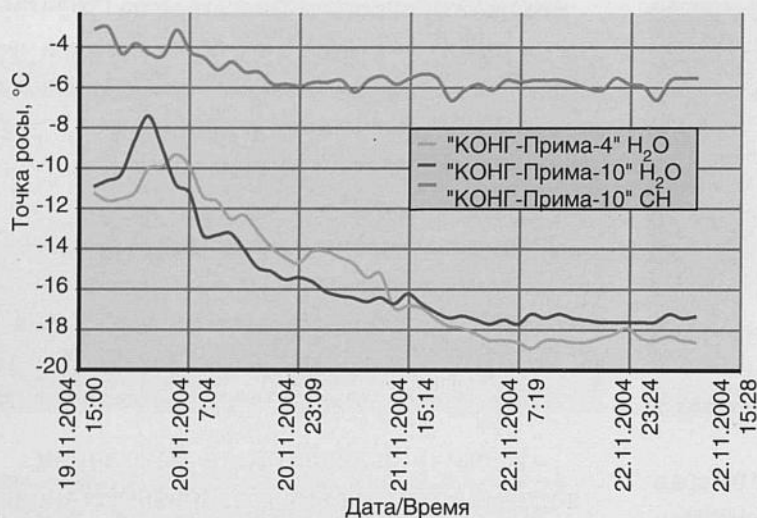
Результаты совместной работы анализатора «КОНГ-Прима-10» и гигрометра «КОНГ-Прима-2»

Рис. 3

Результаты работы анализатора «КОНГ-Прима-10» на ГИС «Средняя Азия – Центр 3»



Результаты работы анализатора «КОНГ-Прима-10» на ГИС «Оренбург-1»



представлены на рис. 5. Можно отметить стабильную работу анализатора за весь период испытаний.

Более детальный анализ результатов измерения приборами температуры точки росы показывают, что показания анализатора «КОНГ-Прима-10» являются более стабильными, и он более адекватно реагирует на изменение технологических режимов работы установки абсорбционной осушки газа.

На рис. 6 приведен пример, подтверждающий более адекватную реакцию анализатора «КОНГ-Прима-10» на изменение технологических параметров.

В период с 11:00 до 17:00 22.03.2005 наблюдалось увеличение расхода газа через установку осушки с 200 до 250 тыс. м³/ч (в расчете на одну струну). Увеличение расхода газа при условии, что абсорбер до этого работал в оптимальном режиме должно привести к снижению глубины осушки газа, что подтверждается показаниями анализатора «КОНГ-Прима-10». Показания же гигрометра «КОНГ-Прима-2» продолжали уменьшаться.

Анализатор «КОНГ-Прима-10» среагировал на эти изменения повышением точки росы по влаге, в то время как показания

гигрометра «КОНГ-Прима-2» за исключением короткого периода (с 7:00 23.03 до 17:00 24.03) оставались на уровне минус 15°C.

Приемочные испытания анализатора

Испытания производились на ГИС «Оренбург-2» Александрово-Гайского ЛПУ МГ ООО «Югтрансгаз».

Условия работы анализатора: сырой газ с температурой точки росы близкой или равной температуре газа, содержащий механические и аэрозольные примеси в виде капельной влаги и нефтепродуктов. Давление исследуемого газа 4,3 МПа, температура + 14...16 °C.

Результаты совместной работы анализатора «КОНГ-Прима-10» и прибора «КОНГ-Прима-2» приведены на рис. 7. График построен по данным, хранящимся в памяти анализатора и данным диспетчерской службы.

По результатам приемочных испытаний анализатор точек росы интерференционный «КОНГ-Прима-10» признан соответствующим требованиям ТУ и рекомендуется к серийному производству и применению в качестве средства измерения температуры точки росы по влаге и углеводородам.

Рис. 5

Результаты работы приборов на ЗУ Елшанской СПХГ

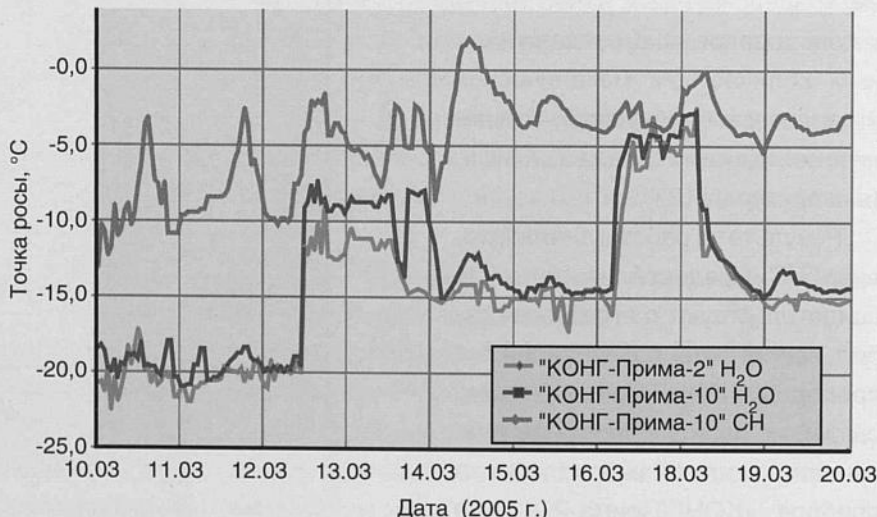




Рис. 6 новленного на этой ГИС, производится в среднем еженедельно.

Испытания анализатора «КОНГ-Прима-10» на УЗГ «Валуйки» ООО «Мострансгаз»

Решение о проведении испытаний анализатора на ГИС «Валуйки» ООО «Мострансгаз» было принято в связи с частыми загрязнениями чувствительного элемента штатных измерителей точки росы – преобразователей «КОНГ-Прима-2». Условия работы анализатора: сырой газ, транспортируемый из Средней Азии с температурой точки росы не соответствующий

требованиям ОСТ51.40-93; давление исследуемого газа 4–4,7 МПа; ГИС «Валуйки» расположена на границе России и Украины.

После установки непосредственно на трубопроводе (без фильтрующих элементов) в апреле 2006 г. с участием представителей ООО «НПФ «Вымпел», Анализатор «КОНГ-Прима-10» показал стабильную работу в течение последующих трех месяцев эксплуатации. За этот период технического обслуживания анализатора не потребовалось. Показания температуры точки росы по влаге за этот период представлены на рис. 8.

Испытания с целью проверки эксплуатационных характеристик

Опытно-промышленная эксплуатация анализатора на ГИС «Оренбург-2» Александрово-Гайского ЛПУ МГ ООО «Югтрансгаз»

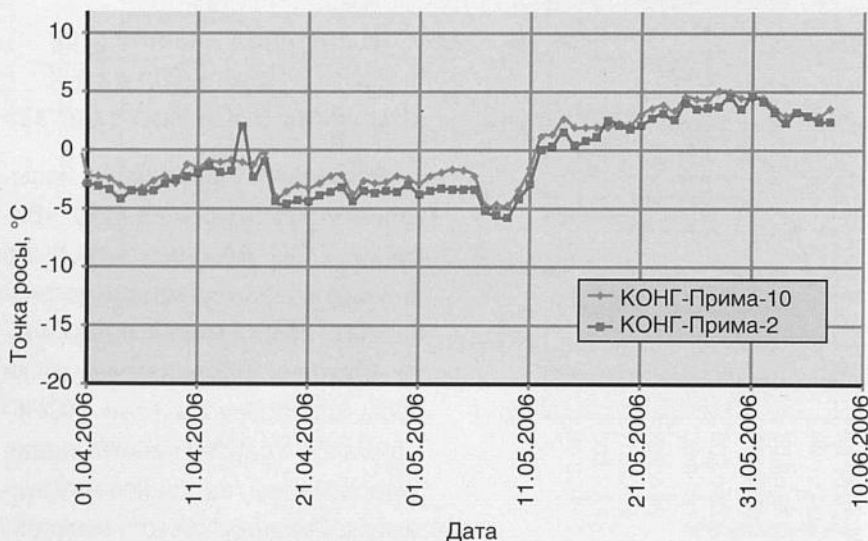
После проведения приемочных испытаний, анализатор «КОНГ-Прима-10» в июле 2005 г. был установлен в опытно-промышленную эксплуатацию на ГИС «Оренбург-2» Александрово-Гайского ЛПУ МГ. Анализатор эксплуатировался в условиях некондиционного газа, содержащего механические и аэрозольные примеси в виде капельной влаги и нефтепродуктов. Измеряемая температура точки росы близка к температуре газа. По отзывам специалистов эксплуатирующей организации, за указанный период (более 12 мес.), анализатор проработал без сбоев. Техническое обслуживание анализатора, связанное с загрязнением зеркала за указанный период производилось два раза. В то же время чистка чувствительного элемента штатного гигрометра «КОНГ-Прима-2», уста-

Рис. 7



Рис. 8

Результаты измерения температуры точки росы гигрометрами «КОНГ-Прима-2» и «КОНГ-Прима-10» на ГИС «Валуйки»



Промышленные испытания анализатора «КОНГ-Прима-10» в северных условиях

Анализатор «КОНГ-Прима-10» был установлен 25 сентября 2005 г. ООО «Ямбурггаздобыча» на УКПГ-1С Заполярного НГКМ непосредственно на трубопроводе. Условия работы анализатора следующие: газ после гликолевой осушки с температурой 0–5 °С и давлением 7,0 МПа; измеряемая температура точки росы –20 –22 °С.

На УКПГ-1С для контроля влажности установлены преобразователи точки росы «КОНГ-Прима-2», требующие частого технического обслуживания, связанного с загрязнением чувствительного элемента. В отличие от них, анализатор работает без загрязнения чувствительного элемента и имеет более стабильные показания. Анализатор в настоящее время продолжает эксплуатироваться в ООО «Ямбурггаздобыча». Результаты испытаний признаны удовлетворительными. По результатам испытаний отмечено, что «...новое поколение анализаторов «КОНГ-Прима-10» обладает большей надежностью за счет внедрения новых технических решений в конструкцию ПТР».

Выводы

1. Анализ эксплуатационных и метрологических характеристик анализатора «КОНГ-Прима-10»,

проведенный на основе представленных выше результатов работы в различных условиях эксплуатации и положительные отзывы эксплуатирующих организаций позволяют констатировать, что анализатор представляет собой законченный промышленный образец прибора для измерения температуры точки росы по влаге и углеводородам в природном газе. Анализатор обладает высокой надежностью и стабильными метрологическими характеристиками и соответствует лучшим мировым аналогам.

2. По результатам проведенных в августе 2006 г. ведомственных испытаний, анализатор «КОНГ-Прима-10» по метрологическим и эксплуатационным параметрам соответствует техническим требованиям и рекомендуется к применению на объектах ОАО «Газпром».

3. О высоком техническом уровне анализатора «КОНГ-Прима-10» свидетельствует его признание в Западной Европе. Сейчас находятся в стадии завершения тестовые испытания анализатора в компании SNAM (Италия); начаты испытания в центральной тестовой лаборатории компании Ruhrgas (AG); начата подготовка испытания в Норвегии, организованного группой GERG.

Список литературы

1. Лазерный измеритель точек росы газа по водным фазам и тяжелым углеводородам «КОНГ-Прима-10»/А.М. Деревягин, А.С. Фомин, А.Р. Степанов, С.В. Селезнёв, А.Г. Агальцов, Ю.В. Михайлов, В.А. Истомин//Наука и техника в газовой промышленности. – № 1. – 2005. – С. 70–78.

2. A New Approach for Measuring Water and Heavy Hydrocarbon Dew Points of Natural Gases by using a Three-channel Laser Interferometer/А.М. Деревягин, С.В. Селезнев, А.Р. Степанов, А.Г. Агальцов, В.А. Истомин // Мат. 23 Мирового Газового Конгресса на СД. – Амстердам, 2006. – Доклад № 99.16.

А.М. Деревягин, А.С. Фомин, В.И. Свистун, ООО «НПФ «Вымпел»,
Г.А. Деревягин, МГУ им М.В. Ломоносова

Новый способ измерения расхода газа, реализованный в ультразвуковом расходомере «Гиперфлоу-УС»

Современная тенденция внедрения ресурсосберегающих технологий в газовой промышленности предъявляет все более жесткие требования к системам коммерческого учета газа, что в первую очередь касается измерения расхода. Главными требованиями, которые предъявляются потребителями и службами эксплуатации к расходомерам, являются высокие метрологические характеристики, надежность измерения, цена.

В последние годы все более широкое распространение как за рубежом, так и в России находят ультразвуковые расходомеры и счетчики газа [1]. Преимуществами ультразвукового метода являются:

- высокая точность измерений;
- широкий динамический диапазон измерений;
- отсутствие необходимости создания перепада давления.

Наиболее часто используются ультразвуковые расходомеры на трубопроводах среднего и большого диаметра. Конкуренцию этим расходомерам может составить лишь метод переменного перепада давления на сужающем устройстве [2], однако этот метод обладает рядом недостатков:

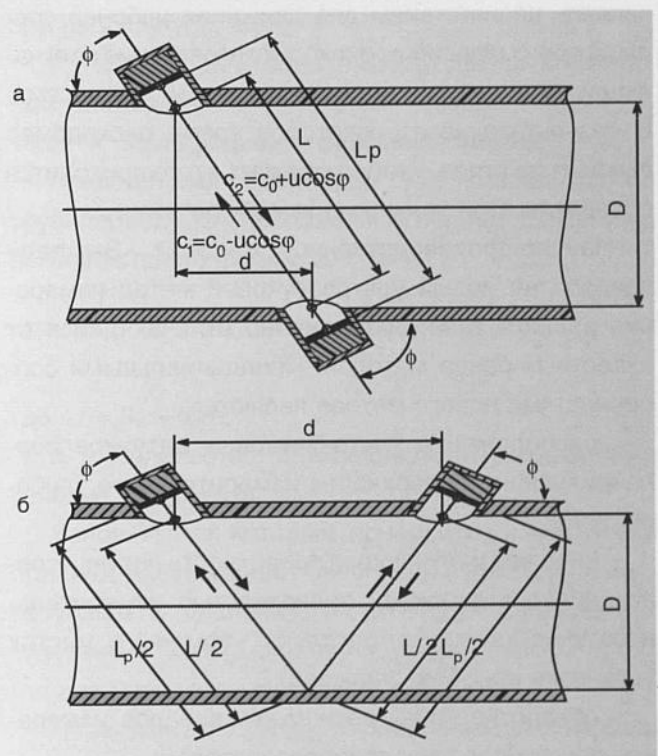
- узкий динамический диапазон;
- наличие сопротивления потоку рабочей среды;
- необходимость трудоемкого демонтажа для проведения периодической поверки.

Ультразвуковой принцип измерений основан на том, что ультразвуковой импульс, направленный вдоль потока газа, распространяется быстрее

импульса, направленного против потока. Разность времен прохождения ультразвукового импульса зависит от средней скорости газа вдоль акустического пути. На сегодняшний день наиболее распространенным ультразвуковым методом является метод, изображенный на рис. 1. Этот метод характе-

Рис. 1

Схема однолучевого ультразвукового преобразователя расхода:
а – с прямым лучом; б – с отраженным лучом



ризуется тем, что пьезоэлектрические преобразователи расположены под углом к оси трубопровода.

Средняя скорость потока вдоль акустического пути определяется путем прямого измерения времени прохождения ультразвукового импульса по направлению и против направления движения потока газа. При необходимости более точного определения эпюры скоростей потока используется несколько акустических каналов, причем для каждого канала требуется два преобразователя. Ультразвуковые импульсы в каждом канале распространяются либо напрямую от излучателя к приемнику, либо после отражения от противоположной стенки трубопровода. Примерами расходомеров, реализующих данный метод, являются приборы FLOWSIC (Sick), Q.Sonic(Elster Instromet), Caldon.

Несмотря на свою популярность, описанный выше ультразвуковой метод измерения расхода обладает недостатками, наиболее существенный из которых – неудачное расположение ультразвуковых датчиков. Во всех известных расходомерах, реализующих этот метод, датчики расположены под углом к поверхности трубопровода (рис. 1). Вследствие этого либо предусматриваются карманы в местах установки преобразователей, либо последние выступают во внутреннюю полость трубопровода, являясь препятствием для движения рабочей среды. В обоих случаях происходит загрязнение излучающей поверхности датчика твердыми примесями. В результате через некоторое время расходомер выходит из строя. Чтобы избежать этого приходится проводить периодическую замену датчиков.

Научно-производственной фирмой «Вымпел» разработан новый ультразвуковой метод измерения расхода газа, существенно отличающийся от известных ранее методов. Принципиальными особенностями нового метода являются:

- расположение ультразвуковых датчиков перпендикулярно поверхности измерительного трубопровода;
- внешняя излучающая поверхность датчика совмещена с внутренней поверхностью измерительного участка (т.е. отсутствуют карманы в местах установки преобразователей);
- обработка сразу нескольких каналов измерения при работе двух преобразователей;

- система детектирования ультразвукового импульса, обеспечивающая математически точное определение времени задержки сигнала.

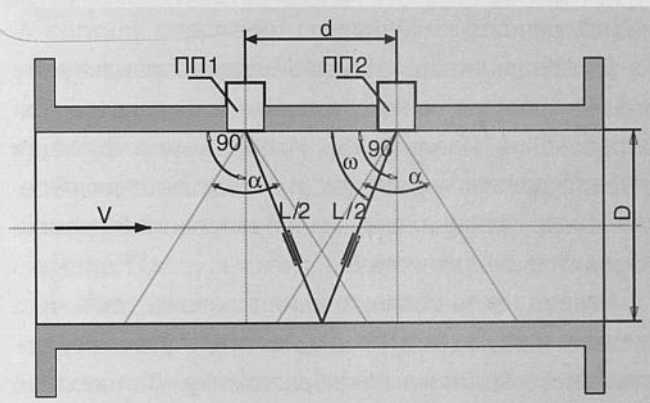
В основе разработанного метода лежит время – импульсный принцип измерения расхода [3]. Возбуждение и прием импульсов производится пьезоэлектрическими датчиками, устанавливаемыми на измерительный участок трубопровода перпендикулярно его поверхности. Датчики работают попеременно в режиме «прием-передача». При движении газа происходит «снос» ультразвуковой волны, который приводит к изменению времени распространения ультразвукового сигнала между датчиками. Время распространения сигнала по потоку уменьшается, а против него – возрастает.

Средняя скорость газа в трубопроводе вычисляется через значения средних скоростей по нескольким различным акустическим лучам. Обработка сигналов производится как от лучей, прошедших через ось измерительного участка, так и лучей, прошедших по хордам путем многократного отражения. Отличительной особенностью метода является то, что из одного пучка ультразвукового импульса выделяется несколько лучей, которые проходят разными путями с разными задержками во времени относительно посланного сигнала. В расходомере с двумя преобразователями, установленными на образующей трубопровода, первым придет по кратчайшему пути луч, отраженный от противоположной стенки трубопровода; вторыми придут два луча, прошедшие по трем хордам с двойным отражением от стенки трубопровода. Далее придут лучи, прошедшие четырехкратное отражение от стенок трубопровода, и т.п. Скорость распространения ультразвукового сигнала в газе, заполняющем трубопровод, представляет собой векторную сумму скорости ультразвука в неподвижной газовой среде и скорости потока газа. Для сигнала, однократно отразившегося от стенки трубопровода (рис. 2), время распространения от ПП1 к ПП2 и от ПП2 к ПП1 соответственно равны: $t_{12} = L/(C_0 + v \cdot \cos \varphi)$; $t_{21} = L/(C_0 - v \cdot \cos \varphi)$. Тогда $1/t_{12} - 1/t_{21} = 2v \cdot \cos \varphi / L$. Так как $\cos \varphi = d / L$, то $1/t_{12} - 1/t_{21} = 2v \cdot d / L^2$. Отсюда $v = L^2 \cdot \Delta t / 2d \cdot t_{12} \cdot t_{21}$, где $\Delta t = t_{21} - t_{12}$, $L^2 = d^2 + 4 \cdot D^2$; D – диаметр измерительного участка;

L – длина акустического пути; d – расстояние между активными центрами ультразвуковых датчиков; φ – угол наклона акустического пути к линии параллельной оси трубопровода; v – средняя скорость потока вдоль акустического пути; α – угол раствора диаграммы направленности пьезоэлектрических датчиков; C_0 – скорость звука в неподвижной среде; t_{12} – время распространения акустического сигнала по потоку; t_{21} – время распространения акустического сигнала против потока; Δt – разность времен распространения акустического сигнала по и против потока.

Рис. 2.

Схема прохождения ультразвукового сигнала при однократном отражении: ПП1, ПП2 – пьезоэлектрические преобразователи (датчики)



Измеряемая прибором скорость (v) является средней скоростью потока газа вдоль пути акустического сигнала. Для вычисления значения средней скорости потока через поперечное сечение измерительного участка необходимо знать значение поправочного коэффициента на распределение скоростей. При этом средняя скорость потока газа через поперечное сечение измерительного участка (v_a) может быть вычислена по формуле

$$v_a = k \cdot v.$$

Значение k является функцией числа Рейнольдса (Re), шероховатости стенок трубопровода, расположения акустического луча и его вида. В случае обработки одного сигнала, когда луч проходит через ось измерительного участка, для полностью

развитых равномерных турбулентных потоков, значения k могут быть аппроксимированы формулой

$$k = 1/(1,12 - 0,011 \cdot \log_{10}(Re)).$$

Для ламинарного режима при равномерном течении газа $k = 0,75$.

Объемный расход в рабочих условиях связан со средней скоростью через поперечное сечение следующим образом

$$Q_p = S \cdot v_a,$$

где S – площадь поперечного сечения измерительного участка.

Для измерительного участка с сечением круглой формы объемный расход равен

$$Q_p = \pi \cdot D^2 \cdot k \cdot v_a / 4.$$

Приведенный объемный расход газа (Q_n) рассчитывается по измеренным значениям объемного расхода и корректируется по давлению и температуре с учетом коэффициента сжимаемости газа Z

$$Q_n = (Q_p \cdot P_p \cdot T_n) / (P_n \cdot T_p \cdot Z),$$

где P_p и T_p – измеренные давление и температура при рабочих условиях;

P_n и T_n – давление и температура при нормальных условиях;

Z – коэффициент сжимаемости газа.

Приведенный объем газа (V_n), прошедшего по трубопроводу за определенный период времени (τ) вычисляется по формуле

$$V_n = \Delta \tau \sum_{i=1}^n Q_{ni},$$

где $\Delta \tau = (t_n - t_k) / n$;

n – количество интервалов дискретизации в течение времени ($t_n - t_k$).

Условиями, к которым приводится измеренный при рабочих условиях объем газа, являются: температура 20 °С, давление 760 мм рт. ст. Коэффициент сжимаемости газа определяется расчетным путем (по давлению и температуре газа).

Перейдем к обсуждению проблемы детектирования ультразвукового импульса.

При подаче кратковременного импульса на излучатель отклик на приемнике представляет собой сумму сигналов, пришедших по разным акустическим путям и, следовательно, имеющих разные времена задержек. Время задержки каждого из этих сигналов определяется путем сравнения с известным излученным импульсом. Одной из проблем, возникшей при разработке метода, было незнание формы принятых сигналов. В ходе лабораторных экспериментов было выяснено, что сигналы, отраженные различное число раз от стенок трубопровода, отличаются по форме друг от друга и от излученного импульса. Это обстоятельство приводило к увеличению погрешности при вычислении времен задержек сигналов и расхода газа в целом. В связи с этим была разработана математическая модель процесса передачи сигнала в трубопроводе, которая позволяет получить численными методами отклик на приемнике в зависимости от излученного импульса.

Построение математической модели состоит из двух этапов:

- аналитическое решение трехмерной нестационарной задачи об излучении кратковременного звукового сигнала внутрь трубопровода;
- численный расчет отклика на приемнике в зависимости от излученного импульса на основе теоретических результатов, реализованный программой Ultrasonic Signal Project (USP).

Приведем постановку задачи. Предполагается, что на поверхности цилиндра радиуса a находится небольшая прямоугольная мембрана размером $2d \times 2h$ ($d \ll a$, $h \ll a$), которая колеблется по заданному закону $S(t)$. Требуется найти потенциал Ψ поля скоростей частиц сплошной среды, подчиняющийся волновому уравнению, в области, ограниченной стенками цилиндра [4]. Граничные условия находятся в условиях абсолютной твердости стенок трубы и известного закона колебания мембраны.

Волновое уравнение в цилиндрических координатах представляется в виде

$$\Delta \Psi(\varphi, r, z, t) = 1/c^2 \Psi_{tt}(\varphi, r, z, t),$$

где c – скорость звука в среде;

Δ – оператор Лапласа;

φ, r, z – переменные в цилиндрической системе координат;

t – временная переменная.

Граничное условие:

$$\partial \Psi / \partial r |_{r=a} = v_r(\varphi, z, t) = \begin{cases} 0, & |z| > h, |\varphi| \leq \pi \\ 0, & |z| < h, |\varphi| > \alpha \end{cases};$$

$$S(t) \cos(\pi z/2h) \cos(\pi \varphi/2\alpha), |z| \leq h, |\varphi| \leq \alpha,$$

где $v_r(\varphi, z, t)$ – радиальная составляющая скорости частиц среды на поверхности цилиндра; $\alpha = d/a$, $S(t)$ – сигнал на мембране.

Отметим, что первые две строки в записи граничного условия – это условие абсолютной твердости стенок цилиндра вне области мембраны, а третья строка – это закон колебания мембраны на поверхности цилиндра.

Для решения поставленной задачи к волновому уравнению и граничному условию применяется преобразование Лапласа [5]. Изображение функции $\Psi(t)$ обозначим через $\psi(s)$ (s – комплексная переменная). Решение для преобразованной задачи находится аналитически.

Вторая часть исследования заключается в численном нахождении потенциала Ψ путем осуществления обратного преобразования Лапласа по аналитически найденной функции $\psi(s)$.

В ходе численного эксперимента был определен закон изменения формы акустического импульса при его отражении от стенок трубопровода: при каждом отражении спектр сигнала поворачивается на $\pi/2$ по часовой стрелке в комплексной плоскости. Последующие лабораторные эксперименты на реальном приборе полностью подтвердили справедливость найденного численного закона.

Поясним рассматриваемый эффект на примере. На рис. 3 изображены два сигнала: импульс на излучателе $P_0(t)$ и отклик на приемнике $P(t)$. Подписанные V-сигнал и W-сигнал – принятые импульсы, акустические лучи которых отражаются соответственно 1 и 3 раза от стенок трубопровода и прошедшие через ось измерительного участка (названия сигналам даны по форме траектории движения соответствующих акустических лучей).

Рис. 3

Пример численного расчета: ($P_0(t)$ – входной сигнал; $P(t)$ – отклик на приемнике)



Опираясь на найденный закон формы сигнала, можно получить, что спектр V-сигнала повернут на $\pi/2$ относительно спектра излученного импульса, а спектр W-сигнала – на $3\pi/2$. В результате спектр W-сигнала опережает спектр V-сигнала на π в комплексной плоскости. Это означает, что V-сигнал является перевернутым W-сигналом (с точностью до амплитуды).

Расчетное моделирование позволило усовершенствовать систему обработки ультразвукового сигнала. В результате проведенных расчетно-методических исследований существенно повышена точность определения времени задержки ультразвукового импульса и практически реализована возможность увеличения числа измерительных каналов.

Описанный выше ультразвуковой метод определения расхода газа реализован в коммерческой разработке научно-производственной фирмы «Вымпел» – ультразвуковом расходомере Гиперфлоу-УС (рис. 4).

Основными преимуществами расходомера «Гиперфлоу-УС» являются:

- возможность работы на «грязном» природном газе благодаря отсутствию карманов в местах установки датчиков;
- высокая точность определения эпюры скорости потока рабочей среды;
- снижение требования к наличию прямого участка перед измерительным трубопроводом.

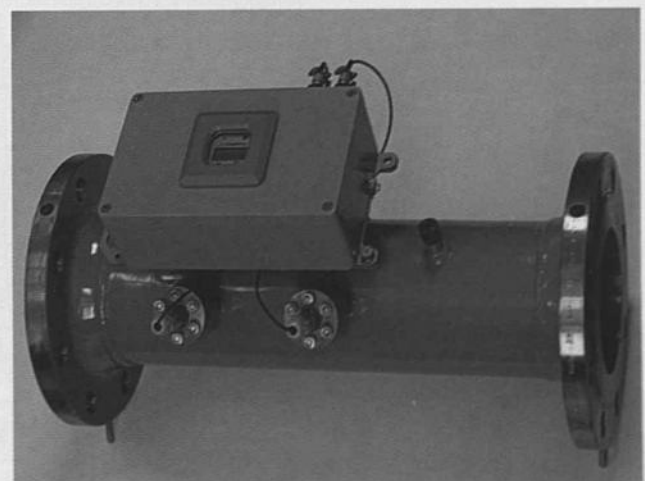
Расходомер состоит из первичного ультразвукового преобразователя расхода и вычислителя расхода (электронного блока). Первичный преобразователь расхода представляет специально

изготовленный участок трубопровода с установленными на нем датчиками – пьезоэлектрическими преобразователями. Общее количество устанавливаемых пьезоэлектрических преобразователей составляет 2 или 4. Установка четырех датчиков позволяет корректировать погрешности, вызванные асимметрией эпюры скоростей и, тем самым, уменьшить требования к допустимым длинам прямых участков.

Пьезоэлектрические преобразователи и блок обработки сигналов могут быть также установлены непосредственно на рабочем трубопроводе. Пьезоэлектрические преобразователи устанавливаются по два на одной образующей измерительного участка перпендикулярно его оси со смещением по направлению потока, вторая пара пьезоэлектрических преобразователей устанавливается аналогично первой на другой образующей измерительного участка.

Рис. 4

Расходомер «Гиперфлоу-УС»



Излучающие поверхности ультразвуковых преобразователей совмещены с внутренней поверхностью трубы.

В состав электронного блока входят:

- платы канальных приемопередатчиков – ПКПП1...ПКПП4;
- плата питания и интерфейсного приемопередатчика – ПП и ИПП;
- плата контроллера – ПК БОС;
- плата барьеров искрозащиты.

Структурная схема расходомера представлена на рис. 5.

Пьезоэлектрический датчик преобразует электрический импульс, поступающий с формирователя импульсов платы канальных приемопередатчиков, в ультразвуковые колебания. Прошедший через газовую среду ультразвуковой сигнал преобразуется другим датчиком в электрический сигнал и поступает на вход приемника сигналов платы канальных приемопередатчиков. Усиленный приемником сигнал преобразуется АЦП платы контроллера БЭ в цифровой код и записывается в память устрой-

ства управления. Электронный блок поочередно переключает датчики (ДПЭ) каждого канала то на прием, то на передачу, в результате этого ультразвук попеременно проходит путь в газе по потоку и против потока газа. Записываемые при этом в память сигналы передаются вычислителю для последующей обработки и вычисления скорости потока и расхода в рабочих условиях эксплуатации на основании введенных в его память данных о диаметре трубопровода, расстоянии между ДПЭ и измеренном времени прохождения ультразвука в газе и средней скорости потока.

Информация от электронного блока передается в вычислитель, который выполняет конфигурирование электронного блока, вычисляет скорости потока газа, объемный расход в рабочих условиях и передает их во встроенную электронику комплексного датчика с вычислителем расхода «Гиперфлоу-3Пм». Кроме того, обеспечивается измерение температуры, давления газа и приведение расхода и количества к нормальным условиям, а также архивирование измеренных значений. Результаты измерений

Рис. 5

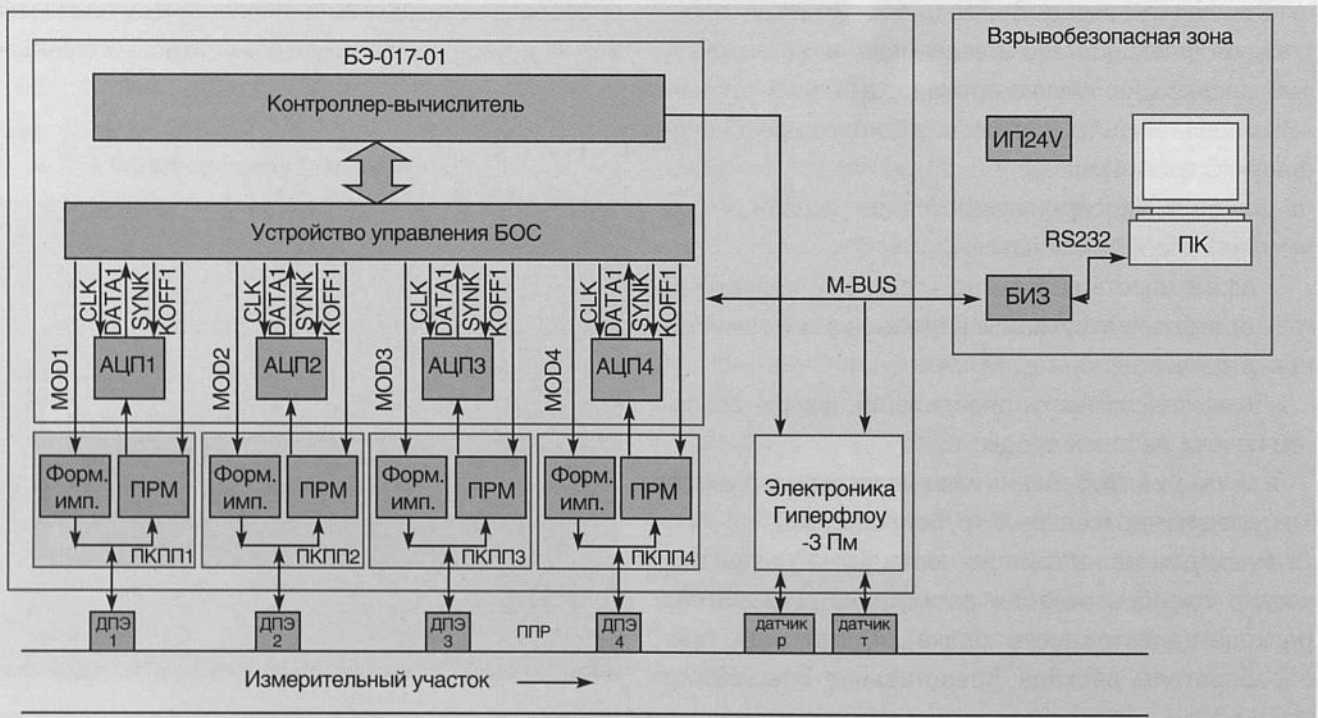
Структурная схема ультразвукового расходомера:

ИП 24V – источник питания 24В; ПИ – преобразователь интерфейсов;

БИЗ – барьер искрозащитный; ПК – промышленный компьютер;

ДПЭ – датчик пьезоэлектрический; ПКПП – плата канального приемопередатчика;

ФОРМ. ИМП. – формирователь импульсов возбуждения ДПЭ; ПРМ – приемник сигналов ДПЭ



отображаются на индикаторе расходомера и передаются по токовому, частотному и цифровому каналам в другие системы.

Программное обеспечение расходомера осуществляет оперативный контроль показаний, конфигурирование, регистрацию архива данных и архива вмешательств от 16 приборов «Гиперфлоу-УС». Терминальная программа пользователя устанавливается на технологическом компьютере и позволяет:

- считывать текущие показания давления и температуры измеряемой среды;
- считывать мгновенное значение расхода измеряемой среды (в рабочих и приведенных к нормальным условиям), а также величину накопленного расхода;
- модифицировать параметры расчета приборов «Гиперфлоу-УС» (параметры измеряемой среды и параметры расходомерного узла);
- заносить в базу данных почасовые и посуточные записи о среднем за час и сутки избыточном (абсолютном) давлении, температуре, а также расходе измеряемой среды в рабочих и приведенных к нормальным условиям за указанный период;
- определять состояние контактного датчика каждого из приборов;
- включать/выключать выходной телеметрический сигнал каждого из приборов.

Ультразвуковой расходомер прошел испытания на подтверждение точностных и эксплуатационных характеристик. Цель данных испытаний состояла в определении работоспособности преобразова-

телей в реальных условиях эксплуатации, отработки программного обеспечения и предварительной оценки метрологических характеристик по показаниям референц-прибора «Суперфлоу».

В Алтайском ЛПУ МГ проведены натурные испытания в период с июня 2005 г. по май 2006 г. в реальных условиях эксплуатации на замерном узле САЦ-3. Расходомер устанавливался методом прямой врезки в напорный трубопровод с диаметром 700 мм (рис. 6). Проверка производилась путем сравнения показаний измерений расхода и объема газа ультразвукового расходомера с показаниями прибора «Суперфлоу» существующего замерного узла. В результате тестов подтверждена работоспособность нового расходомера, получен сертификат об утверждении типа средств измерения.

Кроме того, ООО «Мострансгаз» и НПФ «Вымпел» проведены совместные эксплуатационные испытания разработанного ультразвукового расходомера в соответствии с Программой и методикой испытаний в реальных условиях эксплуатации. Период проведения испытаний: октябрь 2004 г. – февраль 2005 г. Тесты проходили на ПЗРГ «Пришня» Тульского УМГ ООО «Мострансгаз».

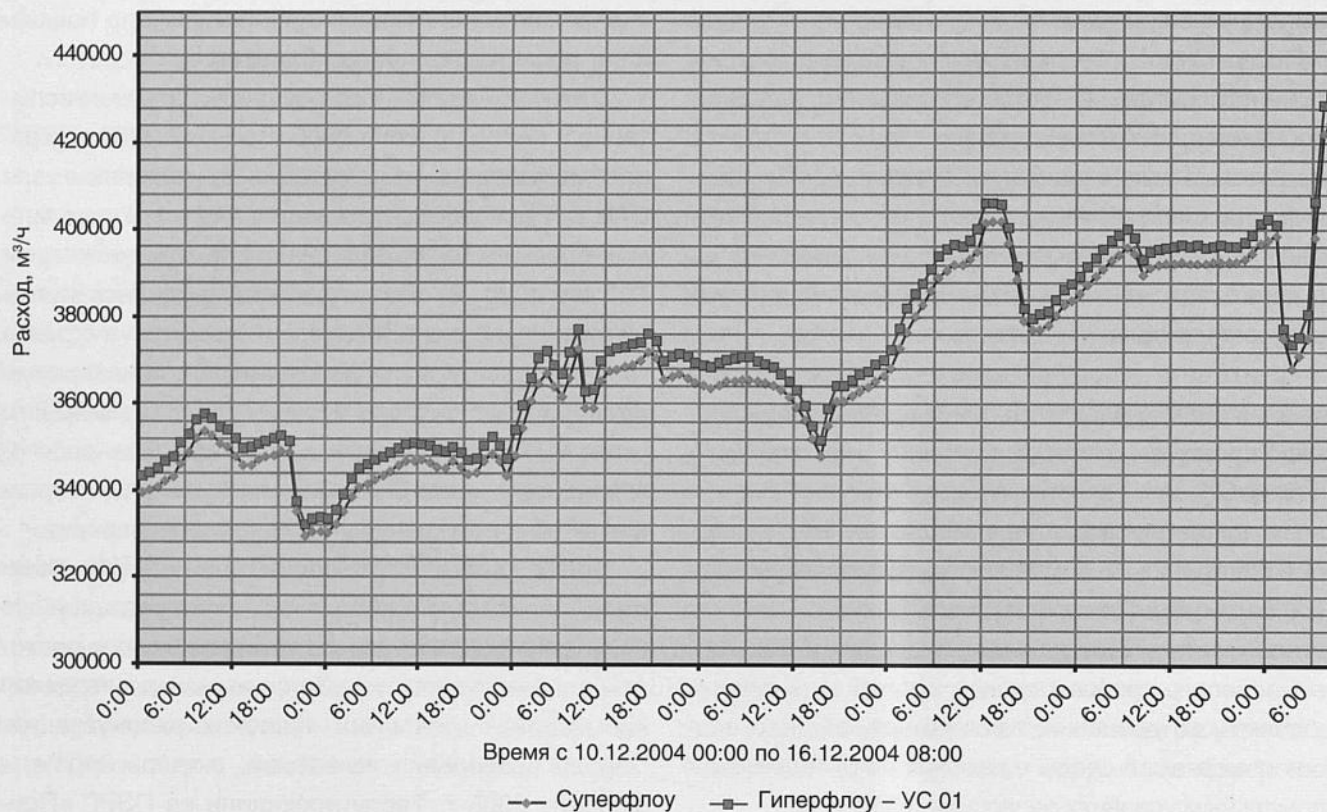
В соответствии со схемой испытаний электроакустические преобразователи (ЭАП) и блок электроники установлены на измерительной нитке ПЗРГ «Пришня» (трубопровод диаметром 500 мм). В качестве «референц-прибора» использовался штатный расходомер «Суперфлоу», установленный последовательно с испытываемым расходо-

Рис. 6

Расходомер, установленный методом прямой врезки



Результаты испытаний на ПЗРГ «Пришня»



мером. Монтаж преобразователей производился непосредственно на месте эксплуатации с использованием оригинального приспособления для центровки бабышек, привариваемых к трубопроводу, и для сверления в них отверстий под установку ЭАП. Результаты непрерывных измерений ультразвукового расходомера автоматически архивировались. Эти архивные данные в сравнении с зафиксированными показаниями штатного расходомера «Суперфлоу» обработаны и представлены на рис. 7.

Из полученных данных испытаний следует, что ультразвуковой расходомер отслеживает по амплитуде и во времени изменение расхода газа в полном соответствии с показаниями «Суперфлоу». Разность показаний расхода составляет 1–1,5%. При этом следует иметь в виду, что расходомер «Суперфлоу» не является образцовым прибором. Поэтому выводы о метрологических характеристиках ультразвукового расходомера будут сде-

ланы в дальнейшем по результатам приемочных испытаний.

Список литературы

1. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005.
2. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств / Межгосударственный стандарт. – М., 2005.
3. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества – М.: Машиностроение, 1989. – С. 440–443.
4. Лепендин Л.Ф. Акустика. – М.: Высшая школа, 1978.
5. Деч Г. Руководство к практическому применению преобразования Лапласа и Z-преобразования. – М.: Наука, 1971.