

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ИНТЕРТЕХ» ЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

890/02

# Газовая промышленность

Ноябрь 2002

**«Газпром» и «Винтерсхалл»: вместе на охоту**

**Геонавигация при разработке газовых залежей**

**Нетрадиционные источники углеводородов**



УДК 622.276.5:53.08

# Анализатор точки росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4»

А.М. Деревягин, С.В. Селезнев, А.Р. Степанов, А.Г. Агальцов (фирма «Вымпел», Саратов)

**Проблема соблюдения показателей качества природного газа в настоящее время приобрела особую актуальность в связи с переходом ряда крупнейших месторождений в период падающей добычи. Для контроля важнейшего показателя – точки росы газа по влаге – разработан ряд отечественных и зарубежных приборов. Новый анализатор точек росы «КОНГ-Прима-4» позволяет одновременно проводить измерения точек росы природного газа как по влаге, так и по тяжелым углеводородам в присутствии технологических примесей в газе и имеет ряд технических преимуществ перед широко применяемым в отрасли преобразователем «КОНГ-Прима-2».**

Анализатор точек росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4», разработанный фирмой «Вымпел» (Саратов), относится к классу зеркальных гигрометров и реализует конденсационный метод измерения точки росы. Он предназначен для измерения температуры точки росы по водной фазе и тяжелым углеводородам в природном и других газах при давлении до 25 МПа. Анализатор (рисунок) состоит из двух основных блоков: преобразователя точки росы (ПТР) и центрального управляющего блока (ЦУБ).

ПТР, входящие в состав анализатора (до 4 шт.), выполнены во взрывозащищенном исполнении, отвечают требованиям ГОСТ 22782.0, ГОСТ 22782.3, ГОСТ 22782.6 и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой 1ExsdIIAT5. ЦУБ предназначен для эксплуатации вне взрывоопасных зон.

Для использования на объектах ОАО «Газпром» разработаны три основных варианта исполнения ПТР:

- с погружным газоподводом – для монтажа непосредственно на газопроводе;
- с проточным газоподводом – для подключения к трубопроводу по проточной схеме;
- со специальной конструкцией датчика и проточным газоподводом. В датчик, обладающий повышенной прочностью фланцевых соединений, встроены допол-

нительный канал, через который пропускается охлаждающий газ. Этот вариант исполнения предназначен для измерения низких концентраций паров воды при высоких давлениях, например на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях или в системах подготовки газа для технологических целей.

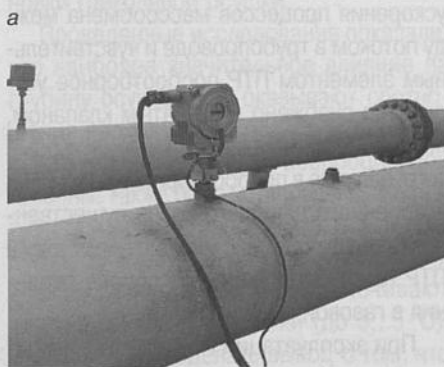
Анализатор зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 21003-01, имеет сертификат об утверждении типа средств измерений № 9746 и свидетельство о взрывозащищенности № А-0928.

В таблице приведено сравнение характеристик анализатора «КОНГ-Прима-4» и преобразователя «КОНГ-Прима-2», эксплуатирующегося в газовой отрасли

с 1995 г. (метод измерения точки росы для обоих приборов – конденсационный).

К наиболее важным для практического использования возможностям анализатора «КОНГ-Прима-4» относятся:

- автоматическая диагностика всех компонентов анализатора и регенерация чувствительного элемента перед каждым циклом измерения;
- автоматическая адаптация анализатора к измерению точки росы по влаге в присутствии ранее конденсированных примесей без дополнительных настроек и применения дополнительных фильтрующих элементов;
- возможность измерения точки росы газа по тяжелым углеводородам;
- функция визуализации термодинамических процессов испарения-конденсации, протекающих на чувствительном элементе анализатора в режиме on-line;
- возможность варьирования параметрами измерительного цикла (скорость охлаждения и нагрева, толщина пленки конденсата и др.) в широких пределах;
- функция сбора и хранения данных об измеренных точках росы по влаге и углеводородам, а также всех параметров измерительного цикла в течение 6 мес;
- возможность дистанционной диагностики функционирования анализатора и его администрирования;



Анализатор точки росы «КОНГ-Прима-4»: а – ПТР, установленный на газопроводе; б – ЦУБ



| Характеристика                                      | «КОНГ-Прима-2»  | «КОНГ-Прима-4»  |
|---|---|---|
| <b>Аппаратная часть:</b>                            |   |   |
| тактовая частота процессора, МГц                    | 1   | 5,5   |
| память программ EPROM, Кб                           | 4   | 128   |
| память данных ROM, Кб                               | Нет   | 4   |
| цифровой выход                                      | «   | RS485   |
| цифровые выходы (Alarm), шт.                        | «   | 9   |
| память для архивации данных об измерениях           | Нет   | 2 Мб (встроено в ПТР);<br>30 Гб (в комплекте с ЦУБ)   |
| аналоговый выход, мА                                | Токовый 4...20  | Два токовых 4...20  |
| аналоговый вход, мА                                 | Нет   | То же   |
| <b>Алгоритмы измерения точки росы:</b>              |   |   |
| измерения точки росы по влаге                       | Охлаждение чувствительного элемента (ЧЭ) ДПИ до появления на нем конденсата заданной толщины с последующим испарением     | Используются два алгоритма:<br>1) охлаждение ЧЭ ДПИ с программно заданной скоростью (1 °С/с) до появления на нем конденсата заданной толщины с последующим испарением;<br>2) охлаждение по п. 1 с последующим поддержанием температуры ЧЭ ДПИ по заданной толщине пленки конденсата в течение цикла измерения |
| измерения точки росы по углеводородам               | Нет   | Охлаждение ЧЭ ДПИ с программно заданной скоростью (0,2 °С/с) до появления пленки углеводородов заданной толщины с последующим испарением  |
| Обработка полученных результатов измерения (треков) | Температура точки росы вычисляется как подсумма по одной измеренной температуре конденсации и одной температуре испарения | Температура точки росы вычисляется с использованием информации по всей кривой конденсации и испарения с последующей математической обработкой полученного трека   |
| Визуализация процессов конденсации-испарения        | Нет   | Предусмотрена   |
| Хранение информации о результатах измерений         | Не предусмотрено  | Предусмотрено. Время хранения данных определяется количеством ПТР в составе анализатора. Для анализатора с 4 ПТР время хранения данных составляет не менее 180 сут  |

- возможность цифровой и аналоговой передачи данных измерений в другие системы;
- наличие цифровых и аналоговых входов для подключения дополнительных датчиков;
- выдача сигналов тревоги при выходе контролируемых параметров за установленные пределы и при каких-либо неисправностях анализатора.

При необходимости анализатор может быть дополнен другими компонентами (дополнительные первичные датчики, модули аналогового и дискретного ввода-вывода, внешнее регистрирующее устройство и др.). Коммуникационные возможности позволяют создать на его базе глобальную систему мониторинга точки росы для наблюдения и контроля показаний приборов из единого центра в любом месте их установки на любых объектах ОАО «Газпром».

Основная конструктивная особенность чувствительного элемента ПТР заключается в наличии сверхминиатюрного конденсационного зеркала (на основе кварцевого оптического волокна площадью не более 0,25 мм<sup>2</sup>), составляющего с системой регистрации пленки конденсата

единое устройство. Примененный волоконно-оптический способ фиксации момента появления конденсата (водной фазы или углеводородов) на зеркале чувствительного элемента, основанный на принципе нарушения полного внутреннего отражения света в оптическом волокне, позволил существенно повысить чувствительность к появлению пленки конденсата.

Измерение точки росы может проводиться непосредственно в газовом потоке без искажения пробы газа фильтрующими элементами. Для этого используется пробоотборное устройство погружного типа. Для ускорения процессов массообмена между потоком в трубопроводе и чувствительным элементом ПТР пробоотборное устройство снабжено игольчатым клапаном, настроенным на расход 1 л/мин. Кроме того, наличие в пробоотборном устройстве встроенного шарового крана существенно упрощает процесс монтажа-демонтажа ПТР на трубопроводе без сброса давления в газовой магистрали.

При эксплуатации ПТР внутри обогреваемых помещений и обеспечении надежного прогрева пробоотборных линий возможно применение ПТР с проточным

газоподводом. Конструкция ПТР обеспечивает возможность проведения профилактических работ без демонтажа чувствительного элемента.

Перед началом функционирования анализатора предварительно проводится тестирование пробы газа на наличие тяжелых углеводородов. В зависимости от результатов теста автоматически выбираются параметры рабочих циклов. При обнаружении углеводородов анализатор переходит в режим поочередного измерения точек росы по влаге и по углеводородам. Таким образом, в процессе работы периодически в автоматическом режиме проверяется наличие в исследуемом газе ранее конденсированных углеводородов.

ЦУБ имеет возможность в реальном масштабе времени отображать на мониторе процессы конденсации-испарения, происходящие на чувствительном элементе ПТР. Данная функция позволяет контролировать достоверность измерений и при необходимости корректировать алгоритм работы анализатора.

При работе в среде природного газа с большим содержанием тяжелых углеводородов процесс измерения точки росы

состоит из трех основных фаз: 1-я – нагрев и стабилизация температуры зеркала; 2-я – охлаждение зеркала и поиск температуры конденсации; 3-я – нагрев зеркала и поиск температуры испарения.

На чувствительном элементе анализатора при его охлаждении сначала происходит конденсация тяжелых углеводородов, а затем конденсация влаги. Критерием образования пленки конденсата на чувствительном элементе является уменьшение мощности светового потока, проходящего по оптическому волокну и регистрируемого оптической системой анализатора. При последующем нагреве чувствительного элемента происходит испарение влаги, а затем испарение углеводородов.

В процессе стабилизации температуры чувствительного элемента на уровне 50 °С уровень фотосигнала не изменяется. Таким образом, в результате измерения определяется кривая конденсации (кривая изменения фотосигнала) в зависимости от температуры чувствительного элемента, математическая обработка которой позволяет определить температуру точки росы по влаге. Температура точки росы по углеводородам вычисляется как температура начала конденсации (температура, при которой начинается снижение уровня фотосигнала).

При работе в среде природного газа с малым содержанием тяжелых углеводородов на чувствительном элементе анализатора при его охлаждении практически сразу происходит конденсация влаги. При этом кривая конденсации имеет такой же вид, как и при работе в среде инертных газов (азот, воздух).

Таким образом, в зависимости от количества присутствующих в газе тяжелых углеводородов вид конденсационной кривой существенно различается. Однако математическая обработка кривой конденсации позволяет с высокой степенью достоверности определять температуру точки росы по влаге. Это важно при работе в газах с большим содержанием тяжелых углеводородов, где до появления влаги на чувствительном элементе анализатора происходит конденсация значительного количества углеводородов, что затрудняет достоверное определение точки росы газа по влаге.

Для автономной калибровки анализатора по влаге используется поверочный комплекс «КОНГ», в основу работы которого положен метод воспроизведения

единицы величины влагосостояния газа над плоской поверхностью раздела фаз при установившемся термодинамическом равновесии между паровой и конденсированной фазами воды. Его можно использовать как в лабораторных, так и в полевых условиях. Поверочный комплекс аттестован органами Госстандарта РФ и внесен в Государственный реестр средств измерений под № 17286–98, Сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.31.004.A № 5195. Калибровка анализатора по углеводородам осуществляется измерением точки росы чистого пропана при фиксированном давлении.

Промышленная эксплуатация анализатора проводилась на объектах ООО «Югтрансгаз» (Степновская СПХГ) и ООО «Уренгойгазпром» (УКПГ-5, УКПГ-5В, УКПГ-2).

На Степновской СПХГ анализаторы эксплуатировались в период отбора газа из газового хранилища в течение трех месяцев (с декабря 2000 г. по февраль 2001 г.). Основная цель использования анализаторов на СПХГ состояла в изучении работы абсорберов. Исследуемая среда: природный газ после гликолевой осушки, прошедший предварительную стадию обработки метанолом и механическую очистку. В газе присутствовали пары метанола, диэтиленгликоля и углеводородов.

Система осушки газа включает четыре абсорбера производительностью до 10 млн м<sup>3</sup>/сут каждый. Два ПТР были установлены на узле замера газа (УЗГ) и определяли усредненную точку росы после смешивания газовых потоков со всех четырех абсорберов. Для детального исследования влияния технологических параметров на глубину осушки природного газа один ПТР был установлен непосредственно после абсорбера. Показания этого ПТР анализировались относительно его реакции на изменение режимов работы установки гликолевой осушки.

Проведенные исследования показали, что наиболее значительное влияние на глубину осушки газа оказывают соотношение расход газа – расход ДЭГ и температура контакта внутри абсорбционной колонны. Также было установлено, что при равных условиях (расход газа, ДЭГ и температура контакта) разные конструкции абсорбционных колонн обеспечивают различную глубину осушки (до 3...5 °С). Это позволило сделать вывод о том, что наибольшее влияние на глубину осушки газа оказывает соотношение расхода ДЭГ к расходу газа через абсорбер.

Из результатов испытаний следует, что основной задачей системы автоматического регулирования является оптимизация работы осушки за счет перераспределения газовых потоков между абсорберами с учетом оптимального соотношения расход газа – расход ДЭГ для каждого абсорбера. На СПХГ, оборудованных системой АВО газа, к оптимизации параметра расход газа – расход ДЭГ добавится оптимизация еще одного технологического параметра работы осушки – температуры контакта.

На Степновской СПХГ был также испытан и введен в опытную эксплуатацию модельный сегмент системы мониторинга влажности природного газа, разработанный на базе анализатора «КОНГ-Прима-4». Система мониторинга (сбора информации) построена на основе региональной системы передачи данных Югтрансгаза и Internet. Получателем информации является фирма «Вымпел». В настоящее время система используется для удаленного диагностирования и администрирования анализаторов точки росы, отладки коммуникационных протоколов и пользовательских интерфейсов.

Введенный в эксплуатацию сегмент соответствует централизованной модели глобального мониторинга влажности природного газа. Измерительный многоканальный комплекс «КОНГ-Прима-4» включен в технологическую систему управления станцией осушки природного газа. Результаты работы анализатора поступают в технологический компьютер станции, визуально предоставляются оператору и направляются в единую систему мониторинга для накопления и анализа информации, диагностики работоспособности гигрометров. В пределах Степновской СПХГ информация перемещается по локальной сети и через сервер направляется по выделенной линии на почтовый сервер ВЦ «Югтрансгаз», где расположена учетная запись электронной почты, с которой производится отправка данных по каналам Internet. Почтовая система ВЦ «Югтрансгаз» является каналом, предоставляющим доступ к информационным ресурсам анализатора «КОНГ-Прима-4». По электронной почте данные доставляются на сервер фирмы «Вымпел», где они архивируются и обрабатываются. При круглосуточной работе всех составляющих системы мониторинга обеспечиваются высокая надежность передачи данных (при пере-



рывах в работе служб Internet не более суток) и приемлемое время доставки информации (10–15 мин при непрерывной работе информационных каналов).

По достигнутому показателю надежности и целевому назначению система может быть предложена для использования в качестве информационно-аналитического ресурса ОАО «Газпром», направленного на решение проблемы кондиционности поставляемого природного газа.

Совместно с НТЦ Уренгойгазпрома проведена серия экспериментов и испытаний анализатора на объектах этого предприятия. Испытания проводились на УКПГ-5 (сеноманский газ), УКПГ-5В (валанжинский газ после низкотемпературной сепарации, содержащий около 0,3...0,4 г/м<sup>3</sup> метанола и 3...5 г/м<sup>3</sup> углеводородов C<sub>5+высш</sub>) и УКПГ-2 (смесь сеноманского и «жирных» газов) в сентябре – октябре 2001 г. В исследуемых газах присутствовали пары метанола, диэтиленгликоля и углеводородов. Показания анализатора сравнивались с результатами измерений точки росы индикатором кондиционности газов «Харьков-1М» и показаниями преобразователя «КОНГ-Прима-2».

По результатам испытаний установлено: анализатор «КОНГ-Прима-4» адекватно реагирует на изменение режимов работы установки осушки, подачи ДЭГ, температуры контакта ДЭГ – газ;

анализатор корректно измеряет точку росы по углеводородам;

среднее расхождение показаний между анализатором и индикатором кондиционности газов «Харьков-1М» составило 1,5 °С, максимальное – 3,8 °С;

среднее расхождение в показаниях точки росы по влаге между «КОНГ-Примой-4» и «КОНГ-Примой-2» за весь период испытаний составило 1,4 °С.

При работе на УКПГ-5В (валанжинский газ) эксперименты показали:

при температуре НТС –30...–32 °С анализатор измерял точку росы по углеводородам –23 °С, при этом точка росы по влаге находилась ниже –30 °С (т. е. вне диапазона измерений анализатора);

при повышении температуры НТС до –23 °С анализатор измерял точку росы по углеводородам –15 °С, по воде –24 °С, что соответствует реальным технологическим процессам НТС.

В настоящее время анализатор успешно эксплуатируется на УКПГ-10 ООО «Уренгойгазпром».

УДК 622.691.4.052.012–843.8

## Использование вторичных энергоресурсов на газотурбинных КС

О.А. Кузнецов, О.А. Горюнов (ОАО «Газпром»),  
Ю.А. Жебрак (Промгаз), И.Р. Байков (Уфимский ГНУ)

**Для транспортировки природного газа по магистральным газопроводам России в качестве привода газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в основном используются газотурбинные установки (ГТУ). Они работают с низким КПД (около 27,5 %) вследствие того, что теплота, содержащаяся в отработанных (выхлопных) газах, не используется и выбрасывается в атмосферу с температурой 400–450 °С. Утилизационный потенциал тепла уходящих газов ГПА с газотурбинным приводом, установленных на объектах ОАО «Газпром», оценивается в 836 млн ГДж/год, из которых для нужд теплоснабжения используется только 54,3 млн ГДж/год (или 6,5 %).**

Исследования показывают, что тепловые вторичные энергоресурсы (ВЭР) на ГТУ могут эффективно использоваться для теплоснабжения компрессорных станций (КС) и внешних потребителей, выработки дополнительной механической и электрической энергии, утилизации теплоты уходящих газов в холодильных установках.

Основным направлением повышения эффективности эксплуатации ГТУ в настоящее время является использование ВЭР для удовлетворения теплофикационных нужд, получения горячей воды или пара низких параметров для технологических потребностей, что позволяет в отдельных случаях довести коэффициент использования топлива до 74–78 %.

Реально утилизируемое количество вторичной теплоты составляет 65–75 % от теоретически располагаемого и зависит в основном от значения температуры уходящих газов  $t_{yx}$  из теплоутилизующих аппаратов. В отечественной практике в утилизационных теплообменниках для нужд горячего водоснабжения  $t_{yx}$  рекомендуется принимать в пределах 120–140 °С. За рубежом при работе ГТУ на природном газе с низким содержанием H<sub>2</sub>S допускаются более низкие температуры (105–110 °С).

В отрасли установлено около 500 котлов-утилизаторов, которые вырабатывают около половины тепла, необходимого для отопления, горячего водоснабжения и технологических нужд объектов газовой промышленности. Так, в 2000 г. выработка тепловой энергии в ОАО «Газпром» составила 104,1 млн ГДж, в том числе за счет использования ВЭР – 54,8 млн ГДж.

Перспективное направление использования теплоты уходящих газов ГТУ – применение парогазовых технологий для выработки электроэнергии.

Предварительные расчеты показывают, что при утилизации теплоты выхлопных газов части парка ГПА единичной мощностью 16 (около 850 ед. общей мощностью 13,6 млн кВт) и 25 МВт (около 200 ед. общей мощностью 5,0 млн кВт) с установкой паровых турбин единичной мощностью 6 и 29 МВт общей мощностью около 5,5 млн кВт выработка электроэнергии может составить около 20 млрд кВт·ч.

Учитывая, что собственное потребление электроэнергии по ОАО «Газпром» составляет 16 млрд кВт·ч/год, можно сделать вывод о реальной возможности полностью обеспечить потребности Общества в электрической и тепловой энергии путем внедрения утилизационных энергоустановок.