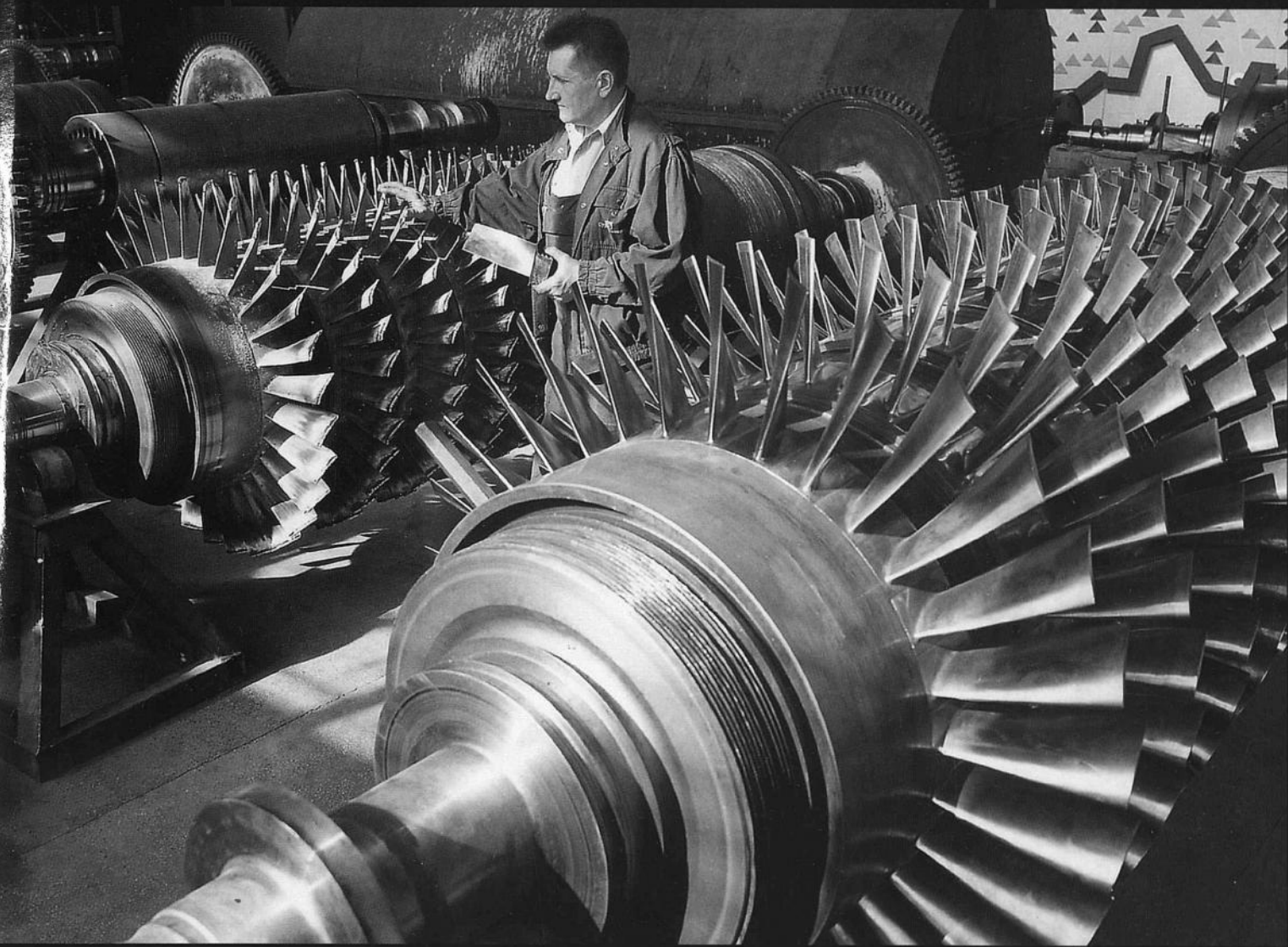


1206/05

Газовая промышленность

март

03 2005



Совершенствование газотурбинных ГПА

Перспективы СПГ на энергетических рынках

Нетрадиционные технологии добычи трудноизвлекаемого УВ-сырья

Статистика остаточного ресурса ФА, определенная по результатам диагностики за 2000–2003 гг., приведена на рис. 2.

В заключение следует отметить:

продолжение эксплуатации фонтанных арматур, изготовленных Бакинским заводом им. лейтенанта О.Ю. Шмидта в 1986 г., в условиях Ямбургского ГКМ при соответствующих сервисном обслуживании и капитальном ремонте возможно;

диагностирование ФА без остановки скважины, добычи газа возможно;

определяющим фактором производства диагностирования ФА становится методология диагностирования и качество его проведения;

в связи с эксплуатацией ФА почти с удвоенным паспортным сроком на Ямбургском ГКМ технология проверки должна совершенствоваться в части приборного парка и методологии;

повышение качества сервисного обслуживания в течение 2000–2003 гг. значительно сказалось на повышении технического состояния фонтанных арматур, эксплуатируемых на Ямбургском ГКМ;

рекомендуется повысить требования к документированию процессов капитального ремонта, эксплуатации и инжинирингового обеспечения;

в случае отсутствия идентификационных табличек с заводскими номерами ФА рекомендуется присваивать номера скважин;

в случае потери паспортов на ФА рекомендуется их восстановление экспертной (диагностирующей) организацией, с приложением к ним технической информации, полученной в результате диагностирования.

Список литературы

1. Программа и методика диагностирования фонтанной арматуры АФК 6-150/100-210ХЛ сеноманских скважин ООО «Ямбурггаздобыча», ОЭГ-ПМ-11-02. – 2002. – 52 с.
2. Салихов З.С., Весельский В.В., Арифалин Р.Х. Анализ результатов диагностирования фонтанных арматур сеноманских скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения // Матер. XII Междунар. деловой встречи «Диагностика-2002». – Т. 1 (Турция, 2002). – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – С. 79–83.

УДК 681.121

Технологическое применение анализаторов точки росы газа серии КОНГ

А.М. Деревягин, С.В. Селезнёв, А.Г. Агальцов (НПФ «Вымпел»), В.А. Истомин, А.Р. Степанов (ВНИИГАЗ)

Принципы работы анализатора «КОНГ-Прима-4» в различных условиях при контроле показателей качества природного газа были рассмотрены ранее [1, 2]. Достаточно быстрая реакция прибора на изменение показателей качества газа говорит о том, что анализатор может быть использован в качестве датчика точки росы при автоматизации различных технологических процессов обработки и подготовки газа, а также для решения ряда других задач. В данной работе рассмотрены перспективы применения анализаторов серии КОНГ в технологических процессах газовой промышленности.

Автоматическое управление процессом адсорбционной осушки газа. При адсорбционной осушке газа на одной технологической линии обычно используются два адсорбера (каждый адсорбер работает в циклическом режиме осушка – регенерация). Например, применяемая на АГНКС технология переключения работы адсорберов на различные циклы (осушка или регенерация) по календарному времени наработки аппарата недостаточно эффективна. Более целесообразно управление процессом переключения адсорберов посредством контроля точки росы осушенного газа. Применение в системе адсорбционной осушки газа для контроля точки росы и соответственно влажности газа анализатора «КОНГ-Прима-4» позволяет оптимизировать основные параметры ее работы.

Автоматическое управление процессом адсорбционной осушки газа. Системы автоматического управления процессом адсорбционной осушки газа строятся по различным схемам. В основном применяют принцип регулирования соотношения расход газа – расход абсорбента с коррекцией по отклонению влажности газа от заданного значения. Одним из основных элементов этой системы регулирования служит датчик точки росы газа по влаге. Вариант системы уп-

равления абсорбционной осушкой в этом случае приведен на рисунке.

Автоматическая стабилизация температуры контакта обеспечивается системами автоматического регулирования температуры газа 1, 2 и раствора абсорбента. Согласование потоков жидкости, поступающей и уходящей с адсорбера, осуществляется автоматической системой регулятора уровня 7.

Автоматическое регулирование расхода газа в заданных пределах определяется регулятором расхода 6. На выходе адсорбера установлен датчик влажности, по показаниям которого регулируется расход ДЭГ.

Использование в этой схеме в качестве датчика влажности автоматического анализатора «КОНГ-Прима-4» позволяет автоматизировать процесс подачи необходимого количества ДЭГ в адсорбер в зависимости от измеренного значения точки росы и сохранения, таким образом, необходимого соотношения расход газа – расход ДЭГ. Использование анализаторов точки росы газа на выходе адсорберов также позволяет определять оптимальный расход газа по каждой нитке (при заданном общем расходе газа по УКПГ), что дает возможность перераспределять расход газа между адсорберами с целью повышения эффективности работы в целом многониточной установки осушки. Так, этот воп-

рос является актуальным для многофункциональных аппаратов конструкции ОАО ЦКБН, поскольку для подобных аппаратов выход за определенный диапазон расхода по газу приводит к резкому уменьшению их массообменной эффективности.

Применительно к установкам осушки газа на СПХГ, оборудованных системой АВО, добавляется оптимизация еще одного технологического параметра работы осушки – температуры контакта ДЭГ – газ. Также имеется ряд вариантов технологического использования анализаторов на установках абсорбционной осушки газа с ДКС в голове технологического процесса при реализации двухстадийных технологий осушки газа на двух температурных уровнях.

Контроль количества метанола в газе. С помощью переносной модели анализатора «КОНГ-Прима-4П» можно получить полную кривую точки росы природного газа по водной фазе как функцию давления (от рабочего давления и практически до атмосферного), что позволяет оценить содержание метанола в исследуемом газе. Это связано с тем, что кривые зависимости температуры конденсации из газа водометанольного раствора от давления (при различном содержании метанола в природном газе), совпадающие при одном давлении, при других давлениях отличаются. Для примера приведена таблица, в которой для газов с разным содержанием паров метанола при фиксированном давлении 8 МПа задана одна и та же точка росы по водометанольному раствору, равная $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Однако термодинамика рассматриваемого процесса такова, что по зависимости температуры точки росы газа по ВМР от давления (при сравнении этой кривой с эталонной, полученной в отсутствии паров метанола в газе) можно лишь на качественном уровне оценивать наличие метанола в газе при его содержании не менее $300\text{--}400\text{ г}/1000\text{ м}^3$. Как показали предварительные методические эксперименты, наличие паров спирта в газе очень существенно влияет на динамику (кинетику) процесса конденсации водно-спиртового раствора при заданной (фиксированной) скорости охлаждения чувствительного элемента анализатора. Одновременный учет термодинамического и кинетического факторов (требуется доработка соответствующих алгоритмов измерения) принципиально дает возможность определять содержание паров метанола в газе начиная с величин

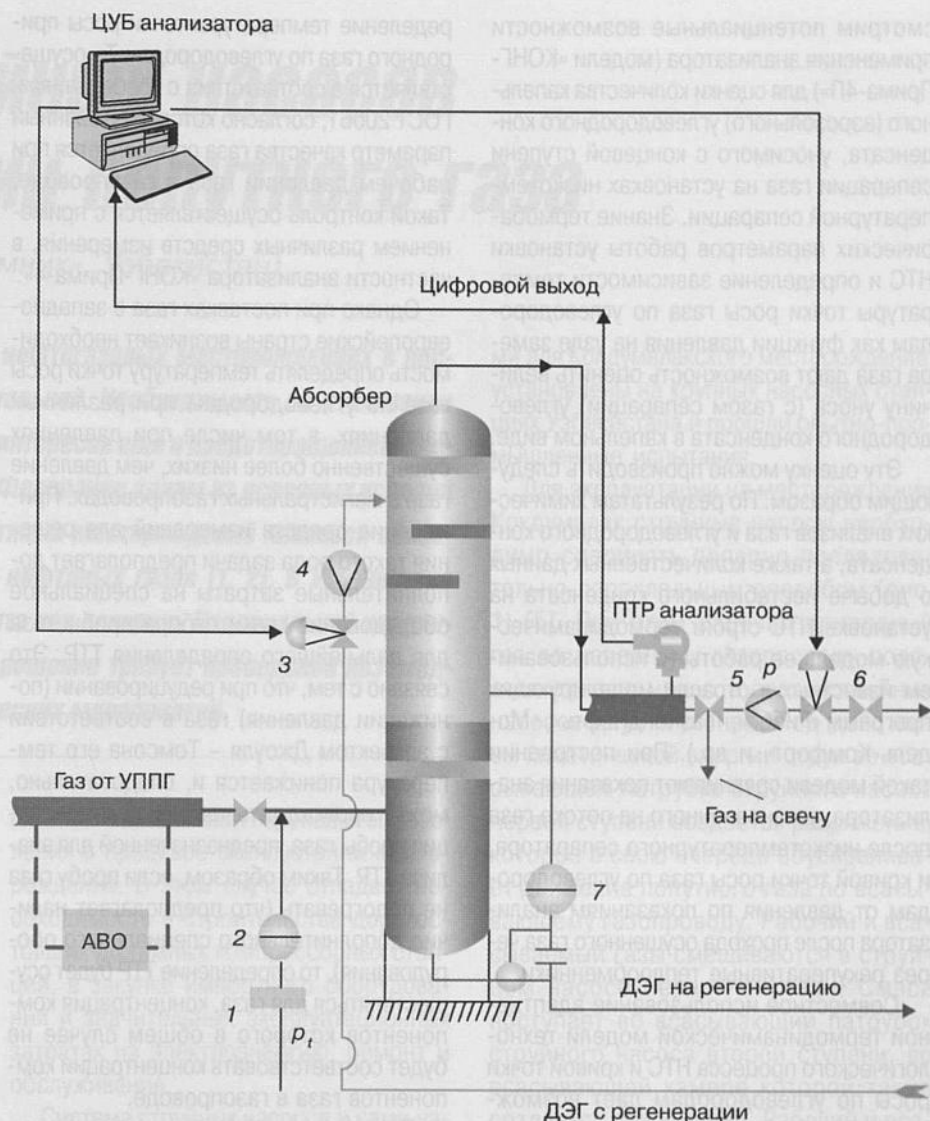


Схема автоматического управления процессом абсорбционной осушки газа на базе анализатора «КОНГ-Прима-4»:

1, 2 – регулятор и датчик температуры газа; 3, 4 – регулятор и датчик раствора ДЭГ; 5, 6 – датчик и регулятор расхода; 7 – регулятор уровня жидкости

ны примерно $50\text{ г}/1000\text{ м}^3$ при погрешности на уровне хроматографического метода определения метанола в газе [3].

Методические работы, связанные с разработкой алгоритмов для одновременного определения анализатором «КОНГ-Прима-4» как точки росы газа по ВМР, так и

содержания в природном газе метанола, в настоящее время продолжают с использованием экспериментального гигрометрического стенда фирмы «Вымпел».

Определение уноса углеводородного конденсата в аэрозольном виде из низкотемпературных сепараторов. Рас-

Расчетная зависимость температуры точки росы природного газа по водометанольному раствору (ТТР по ВМР) от давления при различной концентрации метанола в природном газе

Давление, МПа	Температура точки росы газа в отсутствии метанола, $^{\circ}\text{C}$	Содержание метанола в газе, $\text{г}/1000\text{ м}^3$			
		300	500	750	1000
8,0	-10,00	-10,00	-10,00	-10,00	-10,00
6,0	-12,25	-11,8	-11,4	-11,0	-10,2
4,0	-15,70	-14,8	-14,1	-13,4	-12,3
3,0	-18,25	-17,3	-16,4	-15,6	-14,5
2,0	-22,05	-20,9	-20,1	-19,3	-18,2
1,0	-28,70	-27,50	-26,8	-16,1	-25,4

смотрим потенциальные возможности применения анализатора (модели «КОНГ-Прима-4П») для оценки количества капельного (аэрозольного) углеводородного конденсата, уносимого с концевой ступени сепарации газа на установках низкотемпературной сепарации. Знание термодинамических параметров работы установки НТС и определение зависимости температуры точки росы газа по углеводородам как функции давления на узле замера газа дают возможность оценить величину уноса (с газом сепарации) углеводородного конденсата в капельном виде.

Эту оценку можно производить следующим образом. По результатам химических анализов газа и углеводородного конденсата, а также количественных данных о добыче нестабильного конденсата на установке НТС строят термодинамическую модель ее работы (с использованием известных в отрасли моделирующих программ «Гиббс», «ГазКондНефть», «Модель-Комфорт» и др.). При построении такой модели сравнивают показания анализатора, установленного на потоке газа после низкотемпературного сепаратора, и кривой точки росы газа по углеводородам от давления по показаниям анализатора после прохода осушенного газа через рекуперативные теплообменники.

Совместное использование адаптивной термодинамической модели технологического процесса НТС и кривой точки росы по углеводородам дает возможность расчетным путем определять штатную работу концевого сепаратора, т. е. наличие повышенных технологических потерь углеводородного конденсата, а также степень неравновесности процесса НТС. При резком превышении технологически допустимой величины аэрозольного уноса углеводородного конденсата из низкотемпературного сепаратора может решаться вопрос о необходимости модернизации сепарационной секции последнего. Следует отметить, что подобное применение анализаторов отнюдь не исключает необходимости совершенствования приборов по измерению капельного уноса, так как измеряемая точка росы подготовленного газа по углеводородам нечувствительна к небольшим аэрозольным уносам.

Комплексная методика определения компонентного состава газа с использованием анализатора точки росы газа и поточного хроматографа. В настоящее время на газодобывающих и транспортных предприятиях ОАО «Газпром» оп-

ределение температуры точки росы природного газа по углеводородам $T_{тр}$ осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 20061, согласно которым указанный параметр качества газа определяется при рабочем давлении газа в газопроводе. Такой контроль осуществляется с применением различных средств измерения, в частности анализатора «КОНГ-Прима-4».

Однако при поставках газа в западноевропейские страны возникает необходимость определять температуру точки росы газа по углеводородам при различных давлениях, в том числе при давлениях существенно более низких, чем давление газа в магистральных газопроводах. Применение средств измерений для решения такого рода задачи предполагает дополнительные затраты на специальное оборудование точки отбора пробы газа для дальнейшего определения ТТР. Это связано с тем, что при редуцировании (понижении давления) газа в соответствии с эффектом Джоуля – Томсона его температура понижается и, следовательно, может происходить частичная конденсация пробы газа, предназначенной для анализа ТТР. Таким образом, если пробу газа не подогревать (что предполагает наличие дополнительного специального оборудования), то определение ТТР будет осуществляться для газа, концентрация компонентов которого в общем случае не будет соответствовать концентрации компонентов газа в газопроводе.

В то же время расчетные методы определения температуры точки росы газа по углеводородам с использованием данных поточного хроматографа и основанные на использовании уравнений состояния многокомпонентных смесей (типа кубических уравнений состояния Соаве – Редлиха – Квонга, Пенга – Робинсона и др.) имеют существенный недостаток – значительную зависимость расчетных значений температуры точки росы от концентрации компонентов тяжелого углеводородного остатка.

Совместное использование анализатора точки росы газа и хроматографа позволяет дать удовлетворительное в практическом отношении решение поставленной задачи.

Метод в общих чертах заключается в следующем:

проводят измерения состава газа, т. е. концентрации компонентов до гексана включительно (в идеале – с использованием поточного хроматографа, но возможно использование периодического

отбора газа с определением его состава на лабораторном хроматографе), а также температуры точки росы газа при рабочем давлении газа в трубопроводе с помощью анализатора;

передают измеренные данные на компьютер, что современные узлы учета расхода газа могут выполнять автоматически;

рассчитывают на базе переданных данных кривую конденсации газа при давлениях, отличных от давления газа в трубопроводе.

Суть методики на третьем этапе состоит в следующем. Предварительно рассчитывают концентрацию компонентов эквивалентной смеси: концентрация C_6^+ эффективно распределяется на концентрацию гексана второго компонента из следующих: гептан, октан, нонан, декан. Распределение подходящего компонента и распределение концентрации гексана выполняет программа расчета, уравнивая расчетное и измеренное («опорное») значение $T_{тр}$ при давлении газа в трубопроводе. Таким образом, фракция C_6^+ (гексан + высшие) заменяется эквивалентной бинарной смесью с концентрациями компонентов, сумма которых (концентраций) равна концентрации C_6^+ . Этот термодинамический прием дает возможность проводить последующий, достаточно корректный расчет кривой точки росы газа по углеводородам от давления с использованием подходящего уравнения состояния (рекомендуется использовать кубическое уравнение состояния Пателя – Тея с параметрами бинарного взаимодействия, аттестованными Госстандартом России). Метод был обоснован технологическими расчетами и прямым сопоставлением расчетных кривых конденсации углеводородов и фактически измеренных анализатором (с использованием переносной модели анализатора «КОНГ-Прима-4П»).

Список литературы

1. Деревягин А.М., Селезнёв С.В., Степанов А.Р. Анализатор точки росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4»//Наука и техника в газовой промышленности. – 2002. – № 1. – С. 15–22.
2. Деревягин А.М., Селезнёв С.В., Степанов А.Р. и др. Анализатор точек росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4». Результаты промышленной эксплуатации в северных условиях //Сб. труд. Вопросы эксплуатации северных газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – С. 16–38.
3. Сидячева Т.П., Катаева М.А., Калининенко В.Н., Смагина Т.Р. Методический подход к вопросу оценки содержания метанола различных концентраций в газовых, жидких углеводородных и водных средах// Сб. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М.: Недра, 2003. – С. 194–200.