

УДК 622.691.4

М.Г. Сухарев¹, e-mail: M. Sukharev@econom.gazprom.ru; **А.С. Казак¹**, e-mail: A. Kazak@econom.gazprom.ru;
Е.В. Фомина¹, e-mail: E. Fomina@econom.gazprom.ru

¹ ООО «НИИгазэкономика» (Москва, Россия).

Распределение компонентного состава газа по трубопроводам газотранспортной системы

В статье рассмотрена разработанная авторами методика, позволяющая рассчитывать распределение компонентного состава природного газа при течении по газотранспортным системам произвольной конфигурации. Проанализированы многокомпонентные течения флюидов в трубопроводных системах на примере природного газа, представляющего собой смесь метана и этана. Задача определения компонентного состава флюида в каждом направлении перекачки в агрегированной схеме газотранспортной системы решена путем расчета, исходными данными для которого служат измеренные значения концентрации этана по всем замерным пунктам системы. Построена математическая модель, в которой результаты измерений считаются случайными величинами, обусловленными наличием приборных ошибок. В модели учтены уравнения сохранения массы для каждой компоненты флюида, а также обусловленные физическими законами ограничения для концентраций компонент по газопроводам, исходящим из каждого стыкового узла агрегированной схемы газотранспортной сети. Модель использует известный метод математической статистики – метод максимального правдоподобия, позволяющий свести проблему к решению задачи квадратичного программирования с ограничениями в виде равенств и неравенств с помощью стандартных пакетов прикладных программ. Приведен пример расчета, демонстрирующий возможности модели, в частности показавший, что может дать учет всей совокупности взаимосвязанных замеров для оценки покомпонентного распределения флюида по трубопроводам. Данная информация позволяет находить обоснованные решения разнохарактерных технологических проблем, к примеру сопоставить возможности маневрирования потоками в Единой системе газоснабжения и найти рациональный вариант размещения производств по извлечению из природного газа гомологов метана.

Ключевые слова: вероятностная модель, газоперерабатывающий завод, газотранспортная система, метод максимального правдоподобия, многокомпонентный поток.

.....

M.G. Sukharev¹, e-mail: M.Sukharev@econom.gazprom.ru; **A.S. Kazak¹**, e-mail: A.Kazak@econom.gazprom.ru;
E.V. Fomina¹, e-mail: E.Fomina@econom.gazprom.ru

¹ NIIgazekonomika LLC (Moscow, Russia).

Component-Wise Gas Distribution to Gas-Transport Network Pipelines

The article suggests the procedure developed by its authors which allows to design component-wise gas distribution to pipelines of a gas-transport network of arbitrary configuration. Multicomponent fluid-flows in pipeline systems are analyzed by the example of natural gas being a methane-ethane mixture. The problem on fluid composition in each pumping direction in the aggregate map of a gas-transport system is solved with the design, its initial data being ethane concentration values in every system measuring points. The mathematical model where the measuring data are considered to be random quantities conditioned by instrument errors was built. The model allows for mass conservation equations for each fluid component, as well as component concentration constraints conditioned by laws of physics for pipelines originating from each node in the aggregate map of a gas-transport network. The model uses a well-known method of mathematical statistics – the maximum likelihood method enabling to reduce the problem to quadratic programming solution with such constraints as equality and inequality through standard application packages. The article gives a reference design showing model potentials, in particular, it shows a possible result from taking a set of interconnected measurements into consideration to assess component-wise fluid pipeline distribution. The data given makes it possible

to find reasonable solutions of mixed-level technology problems, such as, comparison of flow maneuverability options in the Uniform Gas Transmission System and arrival at a rational option for production location of methane homologues extraction from natural gas.

Keywords: stochastic model, gas processing plant, gas-transport system, maximum likelihood method, multicomponent flow.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ О ТЕЧЕНИИ ДВУХКОМПОНЕНТНЫХ СМЕСЕЙ

Природный газ представляет собой смесь различных газов. Компонентный состав газа, транспортируемого с разных месторождений, отличается. Основной компонентой обычно является метан, доля которого для газа, добываемого на месторождениях РФ, составляет 90–98 %. Помимо метана природный газ содержит его гомологи (этан, пропан и др.), азот, углекислый газ, водяные пары, гелий, сероводород и т. д.

Одним из факторов, осложняющих транспортировку газа, является то, что в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) РФ газ поступает не только с газовых и газоконденсатных месторождений, но и с газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), подземных хранилищ, нефтяных месторождений. Таким образом, компонентный состав газа, поступающего в ЕСГ, может значительно отличаться в зависимости от источника. Так, из ГПЗ и с нефтяных месторождений поступают так называемые жирные газы с большим содержанием тяжелых углеводородов и, следовательно, высокой калорийностью – теплотворной способностью. Газ, поступающий с некоторых ГПЗ, содержит до 12–18 % этана и до 16–18 % азота и существенно отличается по компонентному составу от газа, поступающего непосредственно с промыслов. При типичных для ЕСГ величинах суточных притоков/отборов содержание этана составляет в среднем около 3 %, азота – около 1,3 %.

Расчет концентраций компонентов, входящих в состав транспортируемого продукта, может потребоваться для решения целого ряда задач, связанных

с эксплуатацией и развитием газотранспортных систем (ГТС). Исследование процессов смешения и разъединения потоков, определение компонентно-фракционного состава необходимо по многим причинам.

Во-первых, расчеты поставщика газа – ПАО «Газпром» – с потребителями производятся по теплотворной способности поставляемого топлива. На федеральном уровне установлен порядок [1, 2], в соответствии с которым плата за газ производится по объемам поставок (выраженных в 1000 стандартных м³) с поправкой на теплотворную способность. Поправка рассчитывается как отношение $Q_{\text{факт}}/Q_{\text{расч}}$, где $Q_{\text{факт}}$ – фактическая объемная теплота сгорания газа, ккал/м³; $Q_{\text{расч}}$ – расчетная объемная теплота сгорания газа, ккал/м³. За расчетную принимается теплота сгорания, характерная для сеноманских залежей месторождений Надым-Пуртазовского региона $Q_{\text{расч}} = 7900$ ккал/м³. Из этого вытекает проблема маневрирования потоками с целью поставок высококалорийного газа заинтересованным потребителям.

Во-вторых, при оперативном управлении ГТС требуется знать не только калорийность потоков, но и температуру точки росы (ТТР). Российские [3] и международные [4] стандарты регламентируют процедуру определения ТТР в зависимости от массовой концентрации водяных паров в природном газе. При поставках на экспорт отслеживание ТТР обязательно. Определение ТТР сводится к расчету процессов смешения в сходящихся и расходящихся потоках, где в качестве одного из компонентов транспортируемого флюида рассматривается водяной пар.

Возможна и другая цель – отбор более ценных компонент (гомологов метана) для их последующей переработки. Этан и другие гомологи метана целесообразно отбирать из многокомпонентного потока и использовать не как топливо, а как сырье для химического производства [5]. Этим достигается весьма существенный экономический эффект: стоимость продуктов газохимии многократно превышает стоимость многокомпонентного исходного сырья. Отслеживая распределение компонентного состава флюида по трубопроводам системы, можно на основе рационального маневрирования потоками найти наиболее подходящие пункты для размещения газохимического производства. Экономическая эффективность данного технологического решения не вызывает сомнений. Принципиально важно транспортировку гомологов метана осуществлять в многокомпонентном потоке и строить крупнотоннажные предприятия в непосредственной близости к основным промышленным регионам и пунктам экспорта продукции. При этом отпадает проблема транспортировки продуктов газохимии из районов газодобычи к потребителям: этан транспортируется к промышленным центрам Европейской России вместе с потоком природного газа. При выборе мест локализации предприятий газохимии надо предусмотреть варианты маневрирования потоками в целях подачи газоперерабатывающим предприятиям по возможности более жирного газа. К примеру, можно разделить многониточные коридоры, выделив специальные нитки для транспортировки газа с большим содержанием гомологов метана к газохимическим производствам

Ссылка для цитирования (for citation):

Сухарев М.Г., Казак А.С., Фомина Е.В. Распределение компонентного состава газа по трубопроводам газотранспортной системы // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 9. С. 70–79.

Sukharev M.G., Kazak A.S., Fomina E.V. Component-Wise Gas Distribution to Gas-Transport Network Pipelines. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(9):70–79. (In Russ.)

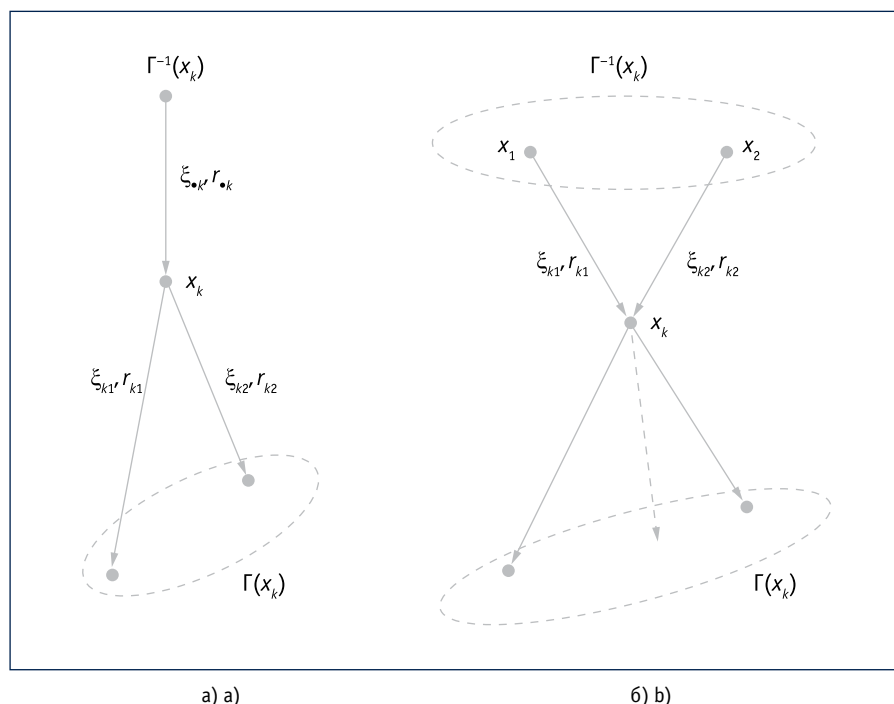


Рис. 1. Схемы разделения (а) и слияния (б) потоков:

x_k – основной узел; $\Gamma(x_k)$ – множество узлов, в которые заходят дуги, исходящие из x_k ;
 $\Gamma^{-1}(x_k)$ – множество узлов, из которых исходят дуги, заходящие в x_k ; $\xi_{\bullet k}, \xi_{k1}, \xi_{k2}$ – расход метана;
 $r_{\bullet k}, r_{k1}, r_{k2}$ – концентрация этана

Fig. 1. Schematic separation (a) and mixing (b) of flows:

x_k – basic node; $\Gamma(x_k)$ – multiple nodes to stop at for x_k outgoing arcs; $\Gamma^{-1}(x_k)$ – multiple nodes for outgoing arcs to stop at x_k ; $\xi_{\bullet k}, \xi_{k1}, \xi_{k2}$ – methane flow rate; $r_{\bullet k}, r_{k1}, r_{k2}$ – ethane concentration

или местам производства сжиженных углеводородных газов.

Источником информации о составе газа служат замерные пункты – газоизмерительные станции (ГИС). Для отслеживания теплотворной способности и компонентного состава газа эксплуатационные службы ГТС регулярно отбирают пробы газа и проводят их анализ в лабораторных условиях. Анализ состава газа проводится либо периодически, с использованием баллонов-пробоотборников, либо непрерывно, если замерный узел подготовлен для этого. К сожалению, места расположения ГИС на трубопроводной системе были определены с учетом технологических или организационных факторов, однако необходимость рациональной оценки компонентного состава газа по направлениям перекачки в расчет не принималась.

Таким образом, определение теплотворной способности и/или компонентного состава газа в любой точке ГТС по информации, поступающей с замерных

пунктов [6, 7], несомненно, представляет практический интерес, однако требует специального методического и алгоритмического обеспечения. В зависимости от технологической специфики может потребоваться разработка моделей течения двух- или многокомпонентного газа. Двухкомпонентная модель требуется в случае, когда природный газ состоит в основном из метана и этана, а остальными компонентами можно пренебречь, поскольку их доля очень мала.

В рамках исследования, результаты которого представлены в данной статье, в качестве базовой модели мы будем использовать именно модель течения двухкомпонентного флюида в трубопроводной системе произвольной структуры. Для удобства изложения основную компоненту будем называть метаном, а вторую компоненту – этаном. Определяемыми величинами будут концентрации этана по направлениям перекачки, впрочем, модель, по сути, не изменится, если концентрации заме-

нить теплотворной способностью газа. При этом модели течения трех- и более компонентных флюидов строятся на основе тех же принципов, что и модели течения двухкомпонентного флюида. Модель течения трехкомпонентного флюида может потребоваться, к примеру, если необходимо отследить распределение метана, этана и гелия или теплотворной способности и ТТР по направлениям перекачки. Стоит также отметить, что разработанные методы могут быть применены к течениям не только газов, но и капельных жидкостей.

Итак, рассмотрим модель течения двухкомпонентного флюида в трубопроводной системе, имеющей несколько источников (месторождений) и стоков (пунктов доставки продукта). Общий расход флюида по каждому трубопроводу системы известен из решения задачи высшего уровня иерархии. В некоторых точках системы определяется компонентное содержание флюида, т.е. доля этана в перекачиваемом продукте (массовая концентрация). Замеры сопряжены с ошибками, иными словами, полученная концентрация является случайной величиной. Концентрации меняются при смешении флюидов – в точках стыка трубопроводов. По длине каждого трубопровода концентрация не меняется, поэтому ее естественно связывать с трубопроводом независимо от того, в какой его точке расположен замерный пункт. Так, если на трубопроводе размещено два замерных пункта, то при составлении расчетной схемы трубопровод можно разбить на две части, связывая с каждой из них один замерный пункт. Если замеры производятся приборами одного класса точности, можно также, не меняя расчетной схемы, связывать с этим трубопроводом полусумму замеров. Задача состоит в том, чтобы по совокупности замеров оценить уровень концентрации этана по каждому трубопроводу. Успех решения задачи во многом зависит от того, насколько удачно составлена расчетная схема. Дело в том, что при расчете больших систем газоснабжения нередко прибегают к эквивалентированию и заменяют несколько параллельных газопроводов одной

дугой расчетной схемы. Эта процедура вполне оправдана при поиске распределения потоков флюида по системе. Однако если в некоторой стыковой точке расчетной схемы смешиваются флюиды с разными концентрациями, нельзя считать, что концентрации во всех расходящихся из данной точки трубопроводах равны: они будут зависеть от трехмерного распределения скоростей течения в области стыка трубопроводов. Действительно, точка на агрегированной схеме соответствует трубопроводной системе, длины трубопроводов которой несоизмеримо меньше длин трубопроводов, отвечающих дуге расчетной схемы. Поэтому для расчета схему следует дезагрегировать таким образом, чтобы реализовать возможность наличия разных концентраций на дугах, исходящих из стыкового узла.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Структуру трубопроводной системы будем представлять в виде ориентированного графа $G = (V, E)$, где V – множество

узлов, а E – множество дуг. По умолчанию предполагается, что все дуги в агрегированной схеме ориентированы по направлению течения флюида. Обозначим число узлов буквой m , число дуг – n . Узлы разбиваются на три группы: источники V_{in} , стоки V_{out} и точки стыка V_{joint} . Будем считать, что источники и стоки соединены с графом единственной дугой: исходящей – для источников и заходящей – для стоков. Здесь и далее мы будем пользоваться терминологией работ [8, 9] по теории графов.

На графе G задан поток флюида $\xi = \{\xi_{ij}\}$, $(i, j) \in E$, состоящий из двух смешивающихся компонент $\xi_{ij} = \xi_{ij} + \eta_{ij}$, где ξ_{ij} , η_{ij} – расходы по дуге (i, j) флюида, метана и этана соответственно. Величины ξ_{ij} удовлетворяют уравнениям баланса во всех стыковых узлах:

$$\sum_{x_j \in \Gamma^{-1}(x_k)} \xi_{jk} - \sum_{x_j \in \Gamma(x_k)} \xi_{kj} = 0, x_k \in V_{joint} \quad (1)$$

где $\Gamma(x_k)$ – множество узлов, в которые заходят дуги, исходящие из x_k ; $\Gamma^{-1}(x_k)$ – множество узлов, из которых исходят дуги, заходящие в x_k (рис. 1). Поток ξ называется векторная величина – со-

вокупность всех расходов ξ_{ij} . Совокупности расходов метана ξ_{ij} и этана η_{ij} по дуге (i, j) также являются векторами ζ, η . Они должны удовлетворять уравнениям баланса (1) с заменой $\xi \rightarrow \zeta, \xi \rightarrow \eta$ соответственно. Поскольку поток ξ изначально известен, все дуги $(i, j) \in E$ можно ориентировать по течению, что и предполагается выполненным, а следовательно $\xi_{ij} > 0, (i, j) \in E$.

Задача заключается в том, чтобы найти поток $\eta = \{\eta_{ij}\}, (i, j) \in E$. Вместо η_{ij} можно рассматривать массовые концентрации r_{ij} , учитывающиеся в соотношении $\eta_{ij} = r_{ij} \xi_{ij}$. Источником данных является совокупность замеров компонентного состава, то есть концентрации. Замерные пункты приурочены к дугам графа, для множества таких дуг введем обозначение E^* . Звездочку также будем использовать для обозначения замеренных значений концентраций этана. Результат замера складывается из истинного, но неизвестного значения величины и ошибки измерения $r_{ij}^* = r_{ij} + \delta r_{ij}, (i, j) \in E^*$. В теории ошибок результаты измерения принято считать нормально распределенными величинами $\delta r_{ij} \in N(0, \sigma_{ij}^2)$.

13–15 НОЯБРЯ 2019



ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ 2019 22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ АППАРАТУРЫ:

- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества
- техническое обслуживание и ремонт

CORROSION.EXPOFORUM.RU



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОН F
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 4040 (доб. 2207, 2153)

EXPOFORUM

12+

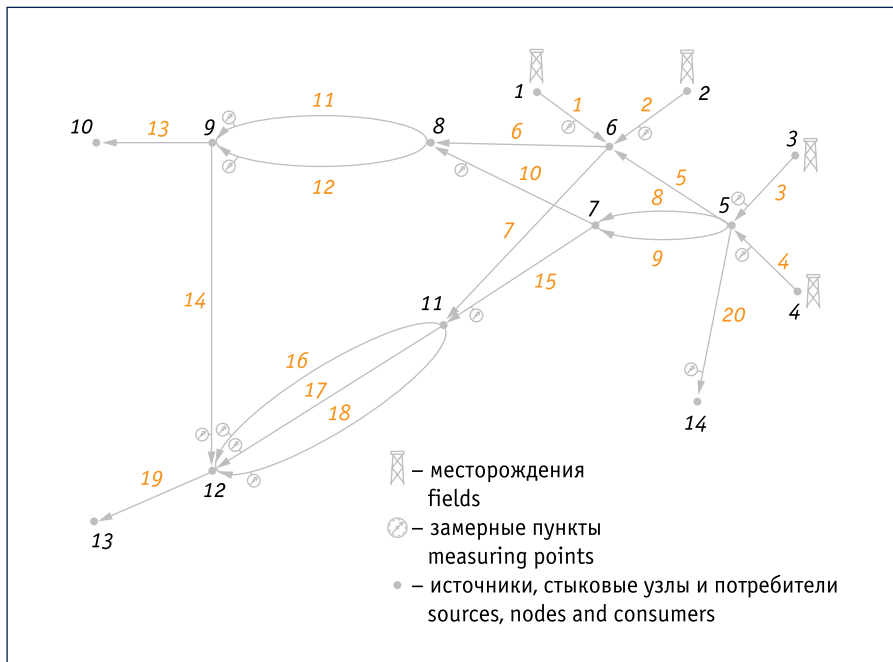


Рис. 2. Принципиальная схема газотранспортной системы (структурный граф): цифрами черным цветом обозначены номера узлов (источники, стыки и потребители), оранжевым – номера дуг графа
 Fig. 2. Basic Diagram of the gas-transport system (structural graph): node numbers are in black figures (sources, nodes and consumers), in orange – numbers of graph arcs

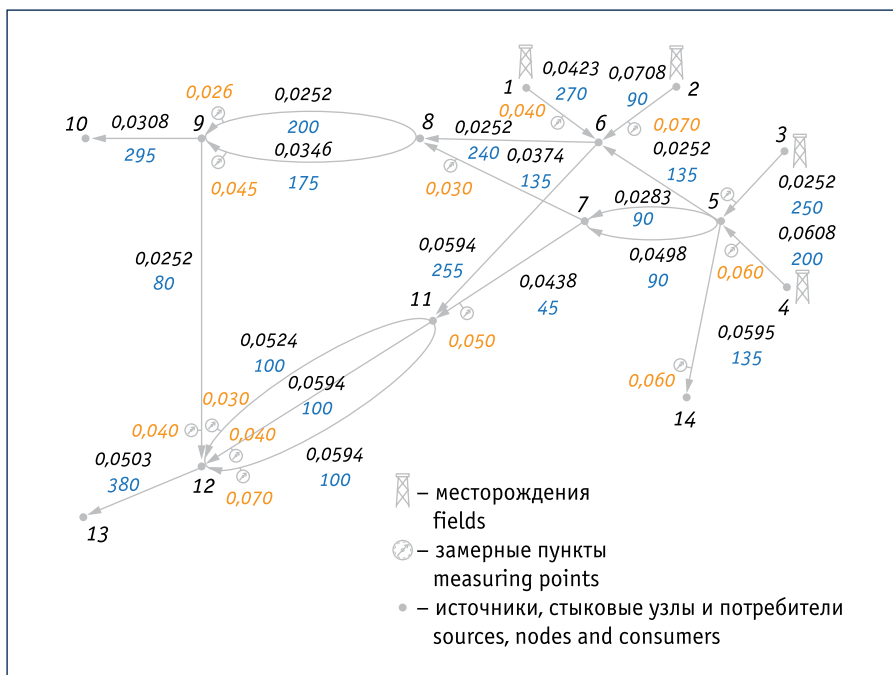


Рис. 3. Распределение потоков и концентраций этана по структурному графу: полужирным шрифтом обозначены номера узлов; курсивом синим цветом – расход транспортируемого продукта; оранжевым – концентрация этана по результатам измерения; черным курсивом – концентрация этана на дуге структурного графа (результат расчета)
 Fig. 3. Distribution of ethane flows and concentrations in the structural graph: node numbers are in boldface type; in italics and blue – transferred fluid flow rate; in orange – measurements-based ethane concentration; in black Roman type – ethane concentration at structural graph arc (design results)

Отметим, что символ $X \in N(a, \sigma^2)$ означает, что случайная величина X имеет нормальное распределение с математическим ожиданием a и дисперсией σ^2 . Дисперсии σ_{ij}^2 характеризуют ошибку прибора или способа измерения. Ошибка $\delta\eta_{ij}$ определения расхода этана также имеет нормальное распределение $\delta\eta_{ij} \in N(0, \xi_{ij}^2 \sigma_{ij}^2)$. По постановке задачи требуется найти такое потокораспределение этана, которое в наибольшей степени согласуется со всей совокупностью замеров концентраций. Математическая статистика рекомендует для этой цели применить метод максимального правдоподобия (ММП). Согласно ММП ищется максимум функции правдоподобия, которая в нашем случае представляет собой вероятность совокупности всех замеренных величин. ММП приводит к формулированию задачи условной минимизации квадратичной функции: $\sum_{(i,j) \in E^*} ((\eta_{ij}^* - \eta_{ij}) / \xi_{ij} \sigma_{ij})^2 \rightarrow \min$. Минимум определяется при условии выполнения баланса для этана $\sum_{x_i \in \Gamma^+(x_k)} \eta_{ij} - \sum_{x_i \in \Gamma^-(x_k)} \eta_{ik} = 0$, $x_k \in V_{\text{joint}}$. Решение задачи квадратичного программирования при линейных ограничениях не встречает принципиальных трудностей. Численные результаты получают с применением стандартных пакетов прикладных программ. Чтобы получить представление о возможных качественно различающихся решениях в зависимости от объемов исходной информации, рассмотрим простейший пример – систему из трех газопроводов (рис. 1а) при трех вариантах замеряемых параметров:

- 1) осуществляется замер концентрации на каждом трубопроводе. Применение ММП приводит к задаче минимизации квадратичной функции трех переменных при одном линейном ограничении, которая, в свою очередь, сводится к поиску безусловного экстремума квадратичной функции от двух переменных. Решая эту задачу, получаем оценки неизвестных величин η_{ij} . Эти оценки используют совокупные результаты трех замеров, они более обоснованы, чем результаты замеров каждой из величин;
- 2) замер концентрации этана осуществляется только на двух трубопроводах из трех. ММП приводит к задаче минимизации квадратичной функции двух

переменных при одном линейном ограничении. Решение этой задачи тривиально: оценки неизвестных величин η_{ij} получаются равными замерам. Ограничение используется для того, чтобы найти оценку недостающей неизвестной расхода этана по дуге, где не производится замер;

3) замеряется лишь одна величина. ММП позволяет получить только тривиальный результат – оценку расхода этана по той дуге, где производится замер, причем оценка равна замеренному значению. Исходная информация не дает возможности сделать какие-либо выводы о расходах этана на дугах, где замеры концентраций не производятся.

Такой же анализ, как и для простейшей конфигурации, может быть проведен для графа произвольной структуры. Для определения оценок концентрации разработана специальная алгоритмическая процедура. Оценки концентраций можно получить не всегда и не для всех ребер графа. Все зависит от структуры системы, количества и расположения замерных пунктов. В зависимости от количества пунктов замера (точнее, в за-

висимости от количества точек стыка, дуг с пунктами замера и дуг, где замеры не проводятся) анализ позволяет сделать вывод, каких результатов можно ждать при существующем информационном обеспечении ГТС.

Разработанная методика предусматривает получение количественной характеристики оценок. Показателем является дисперсия оценок, выражаемая через дисперсии σ_{ij}^2 ошибок измеряемых параметров. Совокупность этих показателей позволяет сделать выводы об эффективности мероприятий, направленных на совершенствование метрологического обеспечения ГТС.

ВОЗМОЖНОЕ РАССОГЛАСОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Не исключено, что в состав исходных данных для расчета компонентного состава газа для ГТС войдет недостоверная и ошибочная информация. Причинами служат прежде всего приборные ошибки замеров и человеческий фактор. Несогласованность исходных данных может быть объяснена несоблюдением предположения об отсут-

ствии систематических ошибок измерения. Если известно, на какой дуге замер производится с систематической ошибкой, проще всего этот замер удалить из состава исходной информации. От систематической ошибки $\Delta_{ij} = M\delta_{ij}$, где M – символ математического ожидания, можно избавиться стандартными метрологическими методами: проверкой аппаратуры и/или устранением недочетов в процессе проведения измерений и передачи информации. Но для этого надо прежде всего знать, какой прибор (приборы) дает ошибочные показания.

Нестыковки в исходных данных приводят к появлению эффектов, противоречащих физическим законам. Это может проявляться в закливании расчетных процедур или непредвиденных остановах из-за абсурдности промежуточных результатов вычислений. Чтобы избежать такого рода осложнений, надо алгоритмическим путем предотвратить выход процедуры из рабочей зоны.

Приведем пример рассогласованных исходных данных. При разделении



Конференции компании EPC в России и странах СНГ в 2019 году



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

19-20 июня
Сочи, Горки Город

Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии

Неделя включает 4-ю GTCC, 18-ю RPTC и 19-ю RRTC

16-20 сентября, Москва

RU-CAT

2-я конференция России и стран СНГ по технологиям катализа

18-19 ноября, Сочи

Op-Ex Russia & CIS

6-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности
20-22 ноября, Сочи



Таблица 1. Исходные данные для расчета

Table 1. Initial data for the design

Номер дуги Arc number	Расход q , млн м ³ /сут Flow rate q , mln m ³ /day	Массовая концентрация r^* Mass concentration r^*
1	270	0,040
2	90	0,070
3	250	0,069
4	200	0,060
5	135	Не измеряется Not measured
6	240	Не измеряется Not measured
7	255	Не измеряется Not measured
8	90	Не измеряется Not measured
9	90	Не измеряется Not measured
10	135	0,030
11	200	0,026
12	175	0,045
13	295	Не измеряется Not measured
14	80	0,040
15	45	0,050
16	100	0,030
17	100	0,040
18	100	0,070
19	380	Не измеряется Not measured
20	135	0,060

потока в узле x_k (рис. 1а) измеряется концентрация на входе r_{*k}^* и на одном из выходов r_{k1}^* , причем концентрация r_{k1}^* на другом выходе не измеряется. Если замеренная концентрация на выходе больше, чем на входе ($r_{k1}^* > r_{*k}^*$), пользуясь формулой смешения (формула, связывающая концентрации в стыковом узле и являющаяся следствием закона сохранения массы для этана), имеющей в рассматриваемом случае вид $r_{k*} = r_{1k}(\xi_{1k}/\xi_{k*}) + r_{2k}(\xi_{2k}/\xi_{k*})$, получим абсурдный результат – отрицательное значение для оценки незамеряемой концентрации $r_{k2} = r_{k1}(r_{*k}^* > r_{*k}^*) < 0$. Поскольку исследование ведется в рамках вероятностной модели, этот результат в принципе допустим и при отсутствии систематических ошибок измерения, но вероятность этого события должна быть весьма малой.

Диагностировать наличие систематических ошибок при замерах можно, но для этого надо иметь представительную информацию по составу измеряемых параметров, то есть достаточно большое количество замерных пунктов. Однако применение модели, основанной на методе ММП с привлечением уравнений материального баланса, не исключает возможности получения результатов, не согласующихся с физическими законами. Для достижения более правдоподобных оценок в рамках существующего приборного обеспечения ГТС введем дополнительные ограничения, являющиеся следствием физических законов смешения. Обратимся к рис. 1б. Поскольку существующие технологии транспорта газа не дают возможности управлять концентрациями в узлах, для любого узла x_k концентра-

ция на каждой исходящей из данного узла дуге не может превышать максимальную концентрацию на заходящих дугах и не может быть меньше минимальной концентрации на заходящих дугах. То есть если $j \in \Gamma(x_k)$, то $r_{kj} \in R_{доп}$, где $R_{доп} \equiv R = [r_{min}, r_{max}]$ – диапазон допустимых концентраций для исходящих дуг; r_{min}, r_{max} – минимальная и максимальная концентрации на заходящих в вершину x_k дугах. Рассмотрим условия $r_{kj} \in R_{доп}$ в качестве дополнительных ограничений задачи – ограничений в виде неравенств. Применение ММП с этими ограничениями, а также с уравнениями баланса для этана приведет к задаче математического программирования, решение которой не будет содержать рассогласований по условиям смешения в стыковых узлах.

ПРИМЕР РАСЧЕТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДИКИ

Рассмотрим на примере, какое влияние оказывают ограничения $r_{kj} \in R_{доп}$ на результаты расчетов.

Граф системы содержит 20 дуг и 14 узлов. На 13 дугах проводятся замеры. Из 14 узлов 4 являются источниками, 3 – стоками, 7 – стыками трубопроводов. Принципиальная схема ГТС представлена на рис. 2. Из рисунка видно, что пункты по замеру компонентного состава установлены на всех источниках, на одном из потребителей (узел 14) и на 8 трубопроводах (дугах).

На 11 дугах компонентный состав газа не измеряется. На рис. 3 представлены потокораспределение по дугам структурного графа и массовая концентрация этана на замерных пунктах и по дугам структурного графа. Причем потокораспределение и результаты измерений являются исходными данными для расчета, а распределение концентраций по дугам – результатом расчета с помощью процедуры, которая учитывает ограничения $r_{kj} \in R_{доп}$. Исходные данные по концентрациям специально выбраны таким образом, чтобы были отражены эффекты рассогласованности. Например, концентрации в трех параллельных газопроводах (дуги 16, 17, 18) существенно различаются, составляя 3,0; 4,0 и 7,0 % соответственно, что вряд ли



Февраль

ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

ТЕХ-RU — Награждение лучших поставщиков оборудования в услуг в электроэнергетике

ТЕХ-MAPRU — Настольная карта по электроэнергетике



Март

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

ТЕХ-RU — Награждение лучших поставщиков нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕХ-ALLRU — База поставщиков нефтегазового комплекса

ТЕХ-MAPRU — Настольная нефтегазовая карта



Май

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

ТЕХ-RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕХ-ALLRU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

ТЕХ-MAPRU — Настольная нефтегазовая карта



Сентябрь

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

ТЕХ-RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕХ-ALLRU — База подрядчиков для модернизации ПЭУ

ТЕХ-MAPRU — Настольная нефтегазовая карта



Октябрь

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

ТЕХ-RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕХ-ALLRU — База поставщиков нефтесервисных компаний

ТЕХ-MAPRU — Настольная нефтегазовая карта



Декабрь

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

ТЕХ-RU — Выделение подрядчиков, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕХ-ALLRU — База оборудования для нефтегазового шельфа

ТЕХ-MAPRU — Настольная нефтегазовая карта

Таблица 2. Значения массовой концентрации, рассчитанные без учета и с учетом ограничений $r_{kj} \in R_{\text{дон}}$

Table 2. Mass concentration values calculated if subject to constraints or not subject to constraints $r_{kj} \in R_{\text{дон}}$

Номер дуги Arc number	Расход q , млн м ³ /сут Flow rate q , mln m ³ /day	Массовая концентрация r^* Mass concentration r^*	Оценка r_{ij} без учета ограничений Calculations r_{ij} subject to no constraints	Оценка r_{kj} с учетом ограничений Calculations r_{kj} subject to constraints
1	270	0,040	0,0300	0,0423
2	90	0,070	0,0667	0,0708
3	250	0,069	0,0598	0,0252
4	200	0,060	0,0526	0,0608
5	135	–	0,0771	0,0252
6	240	–	0,0486	0,0252
7	255	–	0,0504	0,0594
8	90	–	0,0350	0,0283
9	90	–	0,0350	0,0498
10	135	0,030	0,0300	0,0374
11	200	0,026	0,0336	0,0252
12	175	0,045	0,0514	0,0346
13	295	–	0,0425	0,0308
14	80	0,040	0,0400	0,0252
15	45	0,050	0,0500	0,0438
16	100	0,030	0,0337	0,0524
17	100	0,040	0,0437	0,0594
18	100	0,070	0,0737	0,0594
19	380	–	0,0482	0,0503
20	135	0,060	0,0650	0,0595

могло бы иметь место в реальных условиях при отсутствии ошибок измерения. Концентрация на дуге 10 равна 3 %, тогда как газ, транспортируемый в этом направлении, поступает от источников 3 и 4, где концентрации равны 6,9 и 6,0 % соответственно. Такие плохие исходные данные должны способствовать выявлению качества предлагаемых методик в экстремальных условиях.

Исходные данные для расчета сведены в таблицу 1. В таблице 2 наряду с этой информацией содержатся результаты расчета в двух вариантах:

- 1) без учета ограничений $r_{kj} \in R_{\text{дон}}$;
- 2) с учетом ограничений $r_{kj} \in R_{\text{дон}}$.

Расчетный граф в принципе можно было бы агрегировать, сопоставив источники 1 и 2 с единственным узлом, а трубопроводные участки 1 и 2 – с единственной дугой, приписав ей расход $\xi_{16} = 360$. Аналогично можно было бы одной дугой заменить дуги

3 и 4, агрегировать линейные участки (дуг) 8 и 9, соединяющие узлы 5 и 7, поставив им в соответствие единственную дугу с расходом 180. Также можно агрегировать участки 11 и 12, соединяющие узлы 8 и 9, и участки 16–18, соединяющие узлы 11 и 12.

Однако, как уже было отмечено, условия полного смешения в узлах могут не выполняться, и тогда уточненное распределение концентраций по дугам структурного графа следует корректировать в соответствии с результатами замеров. Учитывая это, из всех перечисленных вариантов агрегирования целесообразно агрегировать только участки 8 и 9, так как по этим дугам концентрации не измеряются.

Данные табл. 2 и рис. 3 показывают, что одновременный учет всей совокупности измеряемых параметров позволяет получить оценки концентраций, часть которых существенно отличается

от непосредственных результатов измерений. Сопоставление результатов расчета без учета и с учетом ограничения $r_{kj} \in R_{\text{дон}}$ свидетельствует о том, что добавление данного ограничения в модель, безусловно, целесообразно: решение, полученное без учета данного ограничения, не отвечает технологическому требованию о невозможности на современном этапе управления процессом смешения флюидов в стыковых узлах. Концентрации на некоторых дугах в вариантах моделей весьма заметно отличаются (например, для дуги 5 – в 3 раза).

ВОЗМОЖНЫЕ ОБОБЩЕНИЯ МЕТОДИКИ

Теплотворная способность газа зависит от его компонентного состава и содержания паров воды. Но поскольку именно по калорийности рассчитывается стоимость газа для потребителя, ее измеряют непосредственно, пользуясь предназначенными для этого способами, а не пересчетом через компонентный состав. Однако при смешении потоков калорийность смеси определяется балансовыми соотношениями того же типа, что и каждая составляющая многокомпонентного газа. Поэтому предложенная модель расчета двухкомпонентного флюида может быть с заменой терминологии экстраполирована на расчеты калорийности при течении газа любого состава по ГТС произвольной структуры. При этом наряду с потокораспределением флюида необходимо проследить распределение калорийности так же, как ранее учитывалось распределение второй компоненты газовой смеси – этана.

С учетом требований, предъявляемых к качеству экспортируемого газа, получим задачу о смешении многокомпонентного флюида. Как было указано, при поставках на внешние рынки ограничения налагаются на калорийность газа, ТТР и давление. Требование к минимально допустимому давлению может быть соблюдено путем проведения гидравлического анализа ГТС, методы которого рассмотрены в [10]. Что касается двух других требований, то их выполнение достигается с помощью разработанных методов. Для рас-

чета ТТР достаточно проанализировать течение двухкомпонентной смеси, выделив водяные пары в качестве отдельной компоненты, причем второй компонентой следует считать массовую концентрацию водяных паров. Расчет же теплотворной способности производится как еще один этап вычислительной процедуры, независимый от предыдущих этапов. Распределение калорийности по трубопроводам ГТС рассчитывается так же, как распределение второй компоненты транспортируемого продукта.

ВЫВОДЫ

Предложена методика, позволяющая рассчитывать распределение компонентного состава природного газа при течении по газотранспортным си-

стемам произвольной конфигурации. Методика учитывает случайный характер (приборные ошибки) исходных данных по замерам массовой концентрации компонент. С помощью метода максимального правдоподобия, широко используемого в математической статистике, поиск распределения концентраций сводится к задаче математического программирования с ограничениями в виде равенств и неравенств. Задача решается известными численными методами с помощью распространенных пакетов прикладных программ. Рассчитан пример, подтверждающий работоспособность методики, на котором, в частности, продемонстрированы потенциальные трудности решения практических задач, вызванные дефицитом информации и системати-

ческими приборными ошибками. Предложенная методика применима для расчета теплотворной способности при смешении потоков, что актуально при управлении поставками газа внутренним потребителям. Методика позволяет также рассчитывать температуру точки росы при течениях по трубопроводным системам произвольной конфигурации, что необходимо при оперативном управлении экспортными поставками. Анализ течений многокомпонентных газовых смесей послужит методической базой для решения перспективных задач об управлении потоками в ЕСГ в связи с предполагаемым сооружением газохимических производств, использующих в качестве сырья природный газ.

Литература:

1. Постановление Правительства РФ от 28.05.2007 № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» [Электронный источник]. Режим доступа: <https://base.garant.ru/12153865/> (дата обращения: 09.09.2019).
2. Приказ Федеральной службы по тарифам от 09.07.2014 № 1142-э «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа» (с изменениями и дополнениями) [Электронный источник]. Режим доступа: <https://base.garant.ru/70701754/> (дата обращения: 09.09.2019).
3. ГОСТ Р 53763–2009. Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200077766> (дата обращения 09.09.2019).
4. ISO 18453. Natural gas – Correlation between water content and water dew point. International Organization for Standardization, 2004. 23 p.
5. Газохимия: мы должны быть впереди там, где сейчас отстаем [Электронный источник]. Режим доступа: www.scientificrussia.ru/articles/zasedanie-prezidiuma-ran-2015-02-17-materialy-i-tehnologii-pererabotki-gazovogo-syrya-problemy-perspektivy-resheniya (дата обращения 09.09.2019).
6. ГОСТ Р 57851.1–2017. Смесь газоконденсатная. Часть 1. Газ сепарации. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200157394> (дата обращения 09.09.2019).
7. ISO 3924:2016. Petroleum products – Determination of boiling range distribution – Gas chromatography method. International Organization for Standardization, 2016. 25 p.
8. Берж К. Теория графов и ее применения. М.: Иностранная литература, 1962. 320 с.
9. Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. М.: Мир, 1978. 432 с.
10. Сухарев М.Г., Самойлов Р.В. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2016. 397 с.

References:

1. RF Governmental Regulation dated 28.05.2007 No. 333 "On the State Regulation Improvement of Gas Prices". Weblog. Available from: <https://base.garant.ru/12153865/> [Accessed 9th September 2019]. (In Russ.)
2. The Order of the Federal Agency on Rates dated 09.07.2014 No. 1142-э "On the Adoption of Gas Pricing Formula Regulations" (modified and supplemented). Weblog. Available from: <https://base.garant.ru/70701754/> [Accessed 9th September 2019]. (In Russ.)
3. National Standard (GOST) P 53763-2009. Natural Combustible Gases. Determination of Water Dew Point Temperature. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200077766> [Accessed 9th September 2019]. (In Russ.)
4. ISO 18453. Natural Gas – Correlation between Water Content and Water Dew Point. International Organization for Standardization; 2004.
5. Gaschemistry: We Have To Take The Lead Where We Are Behind Now. Weblog. Available from: www.scientificrussia.ru/articles/zasedanie-prezidiuma-ran-2015-02-17-materialy-i-tehnologii-pererabotki-gazovogo-syrya-problemy-perspektivy-resheniya [Accessed 9th September 2019]. (In Russ.)
6. National Standard (GOST R) 57851.1-2017. Gas-Condensate Mixture. Part 1. Separation Gas. Compositional Analysis by Gas Chromatography Method. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200157394> [Accessed 9th September 2019]. (In Russ.)
7. ISO 3924:2016. Petroleum Products – Determination of Boiling Range Distribution – Gas Chromatography Method. International Organization for Standardization; 2016. (In Russ.)
8. Berge C. Theorie des Graphes et Ses Applications. Paris: Dunod; 1958. (In French)
9. Christofides N. Theory of Graphs. Algorithmic techniques. Moscow: Mir; 1978. (In Russ.)
10. Sukharev M.G., Samoilov R.V. Analysis and Management of Steady and Unsteady Gas Transport Conditions. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2016. (In Russ.)