

УДК 533:622.691.4

Исследование феноменологических эффектов нестационарных течений газа по данным пассивного эксперимента на магистральном газопроводе

М.Г. Сухарев^{1*}, О.Н. Кочуева¹

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1
* E-mail: mgsukharev@mail.ru

Ключевые слова: нестационарное течение газа, математическое моделирование, газотранспортная система, волновые процессы, скорость звука, уединенные волны, адекватность модели.

Тезисы. Работа затрагивает ряд вопросов, касающихся моделирования нестационарных течений газа в длинных трубопроводах. Рассматривается широко используемая в исследованиях модель течения в форме системы уравнений в частных производных, полученная методами механики сплошных сред. В работе поставлены вопросы правомочности упрощающих предположений, принятых при выводе этих уравнений и их дальнейших преобразованиях. Констатируется, что отсутствует экспериментальное подтверждение допустимости этих упрощений.

В работе проанализированы данные манометрической съемки для эксплуатирующегося магистрального газопровода высокого давления, описаны условия проведения пассивного эксперимента над режимами и исследованы волновые процессы, имевшие место в период проведения эксперимента. Оценены скорости распространения и затухания волн давления, выявлены некоторые физические явления, причину которых не удалось объяснить с использованием имеющейся информации. Фактические наблюдения сверяются с результатами расчетов на модели. Отмечаются некоторые несоответствия между ними.

Разработка моделей течения газов в трубопроводах шла по пятам аналогичных исследований для капельных жидкостей. Объясняется это несколькими причинами, главные из них следующие: во-первых, водопроводы появились и получили широкое распространение раньше, чем газопроводы; во-вторых, проводить экспериментальные исследования на воде несравненно проще, чем на газе, в частности, это относится к точности измерения параметров потока. Несмотря на прогресс метрологии, вопросы, связанные с точностью замеров расхода газа, не утратили актуальности.

Трубопроводная гидравлика и гидродинамика не могут обойтись без экспериментальных исследований. Принятая модель течения содержит компоненту, обязанную потерям энергии из-за трения. Эту компоненту представляют в виде произведения нескольких множителей, один из которых, эмпирический параметр, – коэффициент гидравлического сопротивления λ . Терминологически *коэффициент* определяется как числовой множитель, однако λ является не числовым множителем, а функцией. Общеизвестна зависимость λ от числа Рейнольдса: $\lambda = \lambda(\text{Re})$. В истории развития гидравлики насчитываются десятки модификаций этой зависимости. До сих пор ставятся целенаправленные эксперименты, на основании которых предлагаются все новые уточнения. Специалистам известно, что окончательной ясности здесь вряд ли когда-нибудь удастся достигнуть: эксперименты дают несколько отличающиеся результаты для труб, произведенных разными заводами и даже одним заводом в разное время¹.

Эксперименты, на основании которых делались выводы, проводились на капельных жидкостях, главным образом на воде. Получившиеся зависимости экстраполированы на течение газа. Несогласованность с наблюдениями над промышленными газопроводами неоднократно заставляла вносить уточнения в модель. Опубликованные результаты свидетельствуют о значительном расхождении натуральных и модельных данных. Следует также учесть изменения в технологиях транспорта газа в сторону повышения рабочего давления (за счет увеличения толщины стенки трубы) и расходов газа

¹ См. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.: Госэнергоиздат, 1960. И последующие издания.

(за счет увеличения диаметра труб). В настоящее время в России эксплуатируются морские газопроводы с не предполагающими компримирования газа участками длиной до 1000 км и перепадом высот около 2 км на протяжении примерно 90 км. Достаточно обоснованного подтверждения возможности использования традиционных расчетных моделей применительно к новым объектам нет. По этой причине на них еще формально не распространены нормативные документы, регламентирующие использование прежних стационарных моделей². Из изложенного следует, что модели стационарного течения газа в трубопроводах нуждаются в дополнительном обосновании и, возможно, корректировке.

Еще больше вопросов возникает в связи с моделями нестационарных течений. Особенно сомнительной представляется справедливость так называемой гипотезы квазистационарности, согласно которой сопротивление трения при нестационарном режиме характеризуется той же формулой, что и при стационарном. В то же время системы информатизации магистральных газопроводов дают возможность провести исследования, направленные на повышение степени обоснованности моделей нестационарного течения газа, и тем самым способствовать повышению качества диспетчерских решений.

В настоящей статье приводятся сведения об исследовании совокупности измеренных значений давления на двухниточном коридоре магистральных газопроводов. Внимание сосредотачивается на волновых процессах, наблюдавшихся при эксплуатации объекта. Оценены скорости распространения и затухания волн давления, выявлены некоторые физические явления неясной природы. Фактические наблюдения сопоставлены с результатами расчетов на модели, отмечены некоторые несоответствия между ними.

Модель нестационарного изотермического течения газа

Для описания течений в протяженных трубопроводах принято использовать одномерные модели – системы уравнений, связывающие параметры газового потока как функции пространственной (x) и временной (t) переменных. Эти функции являются осредненными по сечению трубопровода значениями параметров. Если к параметрам газового потока отнести давление p , коммерческий³ расход q и температуру T , то получится модель нестационарного неизотермического течения. Во многих задачах температура оказывает меньшее влияние на результаты моделирования, чем давление. Пренебрегая изменением температуры, получим изотермическую модель течения. Если же расцепить систему уравнений и определять температуру после нахождения значений p и q , получим квазиизотермическую модель. В настоящей работе нас будут интересовать модели, где неизвестными являются средние по перпендикулярному трассе (оси трубопровода) сечению трубы значения давления и расхода, т.е. функции $p(x,t)$, $q(x,t)$.

Модель состоит из уравнений неразрывности (сохранения массы) и количества движения. Пользуясь традиционными в механике сплошных сред и имеющими ясный физический смысл переменными, систему запишем в виде

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial x} = 0; \\ \left[\frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho w^2) \right] = -\rho g \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda}{\rho f^2} \frac{M|M|}{2D}, \end{cases} \quad (1)$$

где M , ρ и w – массовый расход, плотность и скорость течения газа соответственно; f и D – площадь поперечного сечения и внутренний диаметр трубы соответственно; $h = h(x)$ – высота трассы над уровнем моря; g – ускорение свободного падения. Система (1) дополняется уравнением состояния

$$\rho = \frac{p}{zRT}, \quad (2)$$

где R – газовая постоянная; $z = z(p,T)$ – коэффициент сжимаемости. Аргументами функции z служат средние по трубопроводу значения давления (p_{cp}) и температуры (T_{cp}). В практической деятельности пользуются не массовым,

² Речь идет прежде всего об основополагающем для проектирования стандарте СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: Полиграфия, 2006. – 198 с.

³ Расход газа, приведенный к стандартным условиям: давлению $p_{cr} = 1 \text{ атм} = 1,01325 \text{ бар} = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па}$ и температуре $T_{cr} = 20 \text{ }^\circ\text{C} = 293,15 \text{ К}$.

а коммерческим расходом $q = M/\rho_{ст}$, где $\rho_{ст} = p_{ст}/RT_{ст}$. С учетом сказанного система (1) примет вид

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} \frac{p}{zRT} + \frac{\rho_{ст}}{f} \frac{\partial q}{\partial x} = 0; \\ \frac{\rho_{ст}}{f} \frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial(p + \rho w^2)}{\partial x} = \\ = - \frac{pg}{zRT} \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda \rho_{ст}^2 zRT}{pf^2} q |q|. \end{cases} \quad (3)$$

Возникают некоторые вопросы о правомочности предположений, принятых при выводе и дальнейших преобразованиях этих уравнений:

1) систему (3) иногда несколько упрощают, опуская во 2-м уравнении член ρw^2 , так как $\rho w^2 \ll p$. Это соотношение не вызывает сомнения, но будет ли $\frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x} \ll \frac{\partial p}{\partial x}$?

2) последний член в правой части 2-го уравнения (3) определяется сопротивлением трения. Его вид установлен эмпирическим путем исходя из наблюдений над стационарными течениями и перенесен без экспериментального подтверждения на течения нестационарные (гипотеза квазистационарности). Насколько далеко уводит от истины эта гипотеза?

3) при переходе от системы (1) к системе (3) использована гипотеза квазиизотермичности. Когда это допустимо?

4) какие аппроксимации функции $z(p, T)$ надо использовать, чтобы влиянием ошибок аппроксимации можно было бы пренебречь?

5) хорошо известно, что такие величины как λ и коэффициент теплопередачи от трубы к грунту меняются вдоль трассы. Считая их постоянными, мы, естественно, вносим некоторую погрешность. Как сказывается эта погрешность на решении?

Уверенный ответ на поставленные вопросы можно получить, только привлекая данные тщательно проведенного эксперимента, причем желательно на реальном объекте, а не в лабораторных условиях. Такие данные в принципе не могли быть получены тогда, когда закладывались основы трубопроводной гидродинамики. К тому же неизмеримо выросли масштабы производственных объектов, диаметры труб, рабочие давления, мощности газоперекачивающих агрегатов. Современные условия и технологии транспорта газа требуют проверки моделей, полученных более полувека назад.

Заметим, что в последние годы условия для проведения промышленных экспериментов улучшились. Поскольку современные системы газоснабжения выполняют исключительно ответственные функции в энергетике и экономике страны, информационные комплексы для мониторинга их состояния непрерывно совершенствуются. Как следствие, изменяются приемы диспетчерского управления, возрастает оперативность принимаемых решений. Однако потенциальные возможности систем информатизации, установленных на объектах магистрального транспорта газа, используются не в полной мере.

Обзор публикаций по теме

История моделирования нестационарных режимов газопроводов и их систем насчитывает не одно десятилетие. Дать сколько-нибудь подробный обзор работ по этой тематике чрезвычайно трудно.

По понятным причинам исследование течений газа в длинных трубопроводах отставало от аналогичных работ по капельным жидкостям. Интерес к предмету обусловил появление первых промышленных газопроводов. Сначала исследовались лишь стационарные режимы [1], затем появились работы, где были затронуты также режимы нестационарные [2–4]. Среди русскоязычных изданий на тему нестационарных течений газа в трубопроводах следует прежде всего назвать монографию И.А. Чарного [5]. Это фундаментальное исследование до сих пор не утратило актуальности. В связи с беспрецедентным размахом строительства газопроводов больших диаметров с высоким рабочим давлением в период становления и развития газовой отрасли в Советском Союзе потребовались промышленно ориентированные исследования нестационарных течений в системах магистрального транспорта газа [6–8]. Так, И.Е. Ходанович [6] для расчета штатных режимов течения рекомендует систему уравнений

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + B \frac{\partial q}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial p^2}{\partial x} + \Lambda q |q| = 0, \end{cases} \quad (4)$$

где $B = \frac{zRT\rho_{ст}}{f}$, $\Lambda = \frac{\lambda \rho_{ст}^2 zRT}{f^2 D}$. Уравнения (4)

получаются из системы (3), если в последней

пренебречь членами $\frac{\partial(p + \rho w^2)}{\partial x}$ и $\frac{pg}{zRT} \frac{dh}{dx}$.

Исследования в области нестационарных течений газа в длинных трубопроводах не прекращаются вплоть до настоящего времени [9–32]. Из их числа отметим лишь некоторые ранние работы, написанные в основном 15–30 лет назад, и специально остановимся на работах последних лет. Например, в монографии И. Кралика и др. [9] рассматривается комплекс проблем, связанных с эксплуатацией систем газоснабжения, в том числе и при нестационарном режиме течения. Влияние нестационарности и неизотермичности течения газа исследовано А.Я. Осядачем и М. Хачиковским [10], приведенные ими примеры использовались в дальнейшем некоторыми авторами как образец для сравнения. В ряде работ [11–14] рассматриваются различные аспекты оптимальной эксплуатации газотранспортной системы (ГТС). Исследование нестационарности течения в больших системах газоснабжения представляет особый практический интерес, так как позволяет численно охарактеризовать эффект изменения аккумулярованного в трубах газа. В частности, перечень соответствующих публикаций, вышедших ранее 2014 г., можно найти в обзоре Р.З. Риос-Меркадо и С. Боррас-Санчеса [15].

В последние годы отмечается всплеск интереса к нестационарным течениям в сетях газопроводов в связи с широким распространением за рубежом интегрированных систем (электроэнергетика плюс газ) и систем с возобновляемыми источниками энергии, где газ выполняет функции резервного топлива. Основной целью исследований является скоординированное управление крупномасштабными системами электроэнергетики и газоснабжения в суточном цикле функционирования [16–22]. Для имитации нестационарных течений чаще других используется система гиперболического типа, получающаяся из системы (3), в кото-

рой член $\frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x}$ считается пренебрежимо

малым и поэтому отбрасывается. А. Злотник и др. [16–18] систему уравнений в частных производных аппроксимируют моделью с сосредоточенными параметрами. Каждый из трубопроводов системы разбивается, при необходимости, на части, и решение строится на расширенном таким образом графе сети, отвечающем структуре трубопроводной системы. Тем самым фактически используется

метод конечных разностей с укрупненными шагами разбиения по пространственной переменной. Расчет режима в трубопроводной сети сводится к решению системы обыкновенных дифференциальных уравнений для параметров газового потока в узловых точках. Алгоритмы иллюстрируются численными примерами расчета течений в различных трубопроводных структурах. Представление о степени близости результатов моделирования к реальным режимам функционирования на предстоящий суточный цикл функционирования дает работа Х.А. Бехруза и др. [22], где исследуется влияние неопределенности информации на результаты процедур оптимизации. Г.Р. Прайс и др. [23] систему в частных производных сводят в конечном счете к алгебраической системе уравнений, напоминающей математическую модель электроэнергетической сети. Весьма эффективна модель с сосредоточенными параметрами [24–25], где за основу аппроксимации взята система параболического типа (4).

Чаще всего для решения системы (3) гиперболического типа используется метод характеристик. Иногда численное интегрирование выполнено с помощью неявных схем [27, 30]. Т. Киучи [27] основывает алгоритм решения конечно-разностных уравнений на методе Ньютона – Рафсона. Результаты нескольких конкретных расчетов сопоставлены с результатами, полученными методом характеристик и двухступенчатым методом Лакса – Вендроффа. При достаточно малом шаге по времени они прекрасно согласуются между собой. Оказалось, что метод неявных разностных схем требует меньших затрат времени. К такому же выводу пришел Г.П. Грейвенштейн [30].

Г.П. Грейвенштейн и Д.П. Лори [31] приводят примеры колебательных процессов. Вычисления выполняются с применением разных алгоритмов теории гидравлических цепей, чаще других – алгоритма Патанкара и Спалдинга. Показано, что этот метод не чувствителен к начальным условиям и имеет преимущества перед методом Ньютона – Рафсона.

А. Маклин и др. [32] реализовали численное интегрирование системы уравнений (3) без упрощающих предположений. Для вычислений ими использовался программный пакет ANSYS FLOTRAN, основанный на методе конечных элементов. Исследовались, к примеру, колебательные процессы. Надо заметить, что

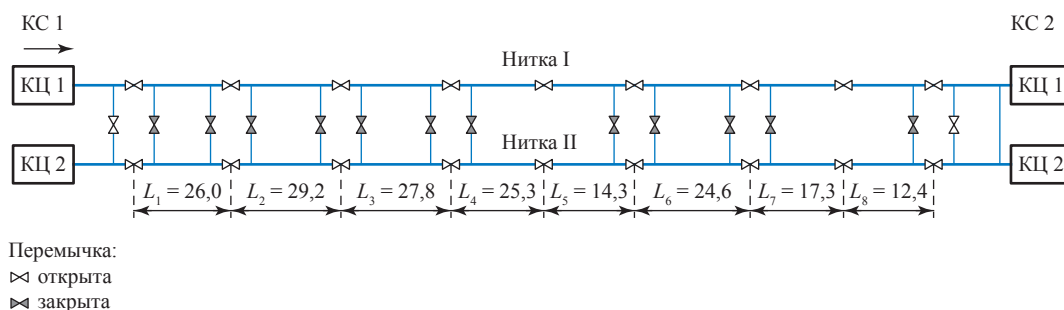


Рис. 1. Принципиальная схема участка двухниточного коридора магистральных газопроводов: L_i – длина i -й секции, км; КЦ – компрессорный цех

пакет не всегда приводил к технологически оправданным решениям.

Технологическая специфика задач оперативного управления крупномасштабными ГТС предъявляет к моделям определенные требования, не позволяя воспользоваться буквально, без модификаций, известными результатами. Стремление наиболее адекватно отразить эффекты неизотермичности течения или детализировать описание технологической структуры не всегда бывает оправданно [26–29].

Современное состояние проблемы моделирования нестационарных течений газа в русскоязычной литературе отражено в монографиях С.А. Сарданашвили, М.Г. Сухарева, Р.В. Самойлова, М.В. Лурье, Э.А. Бондарева, А.Ф. Воеводина [33–36].

Исходные данные для анализа

В настоящей работе используются данные манометрической съемки в штатных режимах на двухниточном коридоре магистральных газопроводов (рис. 1). Длина трассы 176,9 км, на трассе расположены девять пунктов замера. Нитки работают изолированно, открыты лишь переключки в начале и в конце участка, все остальные переключки закрыты. Манометры и термометры расположены на замерных пунктах у каждой переключки. Расход измеряется в конце трубопровода на входе компрессорной станции (КС) 2.

Исследованы две совокупности записей, переданных по системам телемеханики с замерных пунктов в центр управления ГТС. Одна из этих совокупностей содержит параметры режимов, имевших место в июле 2016 г. (интервал наблюдения ≈ 10 сут, промежутки между замерами – 5 мин). Другая совокупность замеров относится к июлю 2017 г. (интервал наблюдения ≈ 29 ч, промежутки между

замерами – 1 мин). Обработывались замеры давления⁴ $p(t)$ с использованием компьютерной технологии MeasurerViewer⁵ (обозревателя замеров). На рис. 2 изображено одно из семейств функций $p_i^j(t)$, $i = 1, \dots, 9$ (верхний индекс i означает, что замеры относятся к i -й нитке, i – номер замерного пункта по участку (см. рис. 1)). Рис. 3 дает представление об интервалах дискретизации времени и давления. Дискретный характер информации обусловил определенные трудности ее обработки. При анализе семейства графиков выявлены систематические ошибки манометров, из-за чего потребовалась предварительная обработка замеров [37–39].

Характерные особенности графиков замеров давления

Анализ кривых $p_i^j(t)$ по обеим совокупностям (2016 и 2017 гг.) позволил выявить и в какой-то степени исследовать некоторые физические явления (всплески, спады и «высокочастотные» колебания давления), имеющие место при тении газа в трубопроводе.

А. Всплески и спады. В общей сложности авторами рассмотрены 10 семейств графиков⁶ (на рис. 2 нашло отражение одно такое семейство). Обратим внимание прежде всего на наличие резких подъемов (всплесков) и понижений (спадов) давления. Например, вскоре после

⁴ Наряду с давлением в распоряжении авторов были замеры температуры. Однако, как показал анализ, изменения температуры оказывают на результаты расчета существенно меньшее влияние, чем изменения давления, поэтому данные о температурном режиме не обрабатывались и фактически не анализировались.

⁵ Программа MeasurerViewer подготовлена к анализу рассматриваемой совокупности замеров А.С. Бальченко.

⁶ Замеры проводились на двух временных интервалах по 10 сут каждый: в 2016 г. – две нитки одного линейного участка; 2017 г. – четыре линейных участка по две нитки.

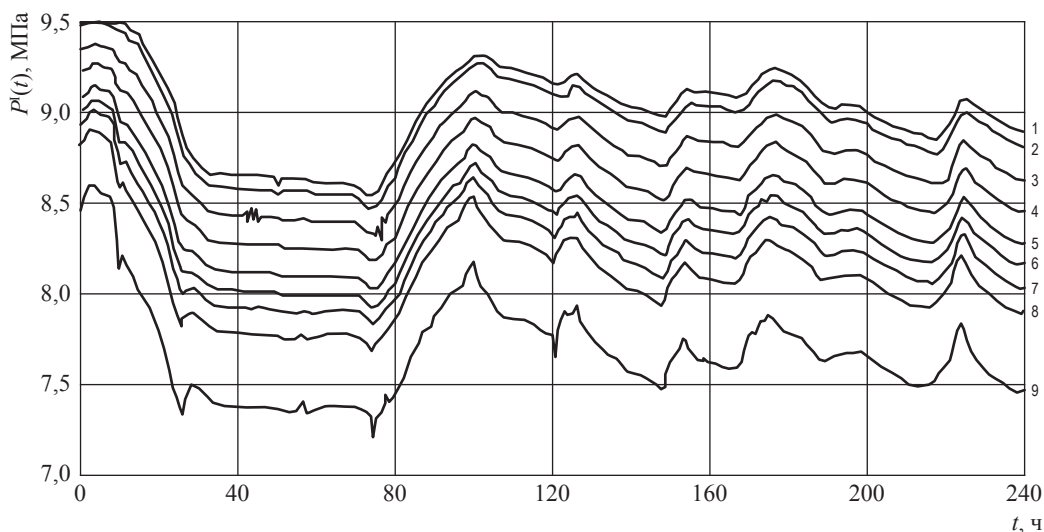


Рис. 2. Замеренные значения давления (июль 2016 г.):
графики функций $p_i^1(t)$, $i = 1, \dots, 9$ пронумерованы сверху вниз

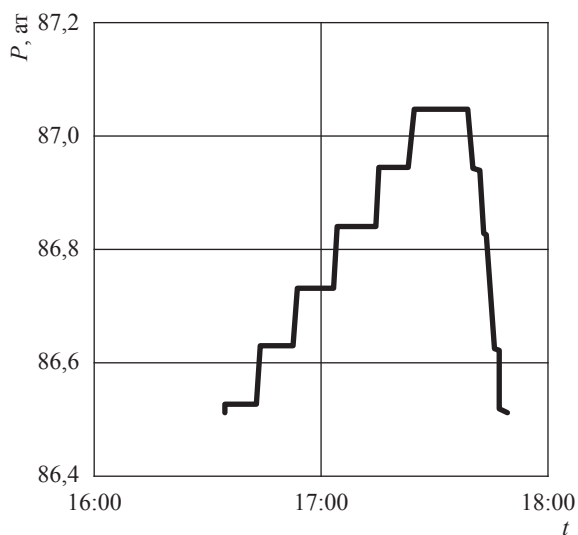


Рис. 3. Фрагмент одной из кривых $p_i^1(t)$

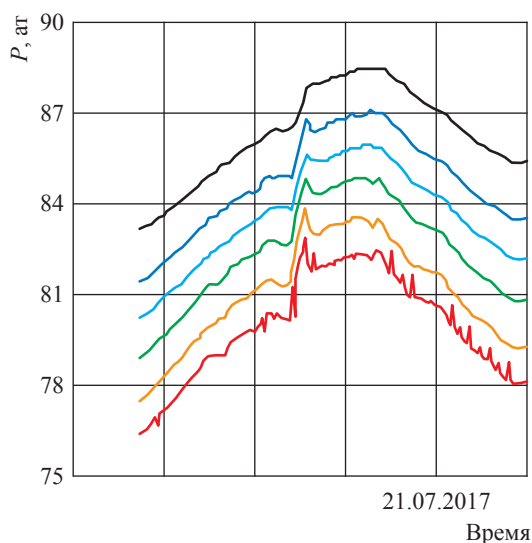


Рис. 4. Пример распространения всплесков давления в направлении против потока газа

начала наблюдения на входе КС в конце участка (см. рис. 2) имел место спад, длившийся около 40 ч и приведший к снижению давления более чем на 1 МПа. В более крупном масштабе всплеск и его распространение изображены на рис. 4.

Повышение давления на последнем крановом узле участка началось около 17:00 20 июля. За сравнительно короткое время давление поднялось примерно на 2,7 ат, затем быстро

снизилось почти на 1 ат. Рис. 4 показывает⁷, что всплеск распространялся против течения газа, при этом происходило демпфирование как «высоты» всплеска, так и последующего спада давления. Всплески и спады можно классифицировать как уединенные волны.

⁷ Всплеск движется от замерного пункта с меньшим давлением к пункту с более высоким давлением. Масштаб рисунка по временной шкале не дает возможности непосредственно увидеть, что движение происходит слева направо, и тем более оценить скорость перемещения максимума.

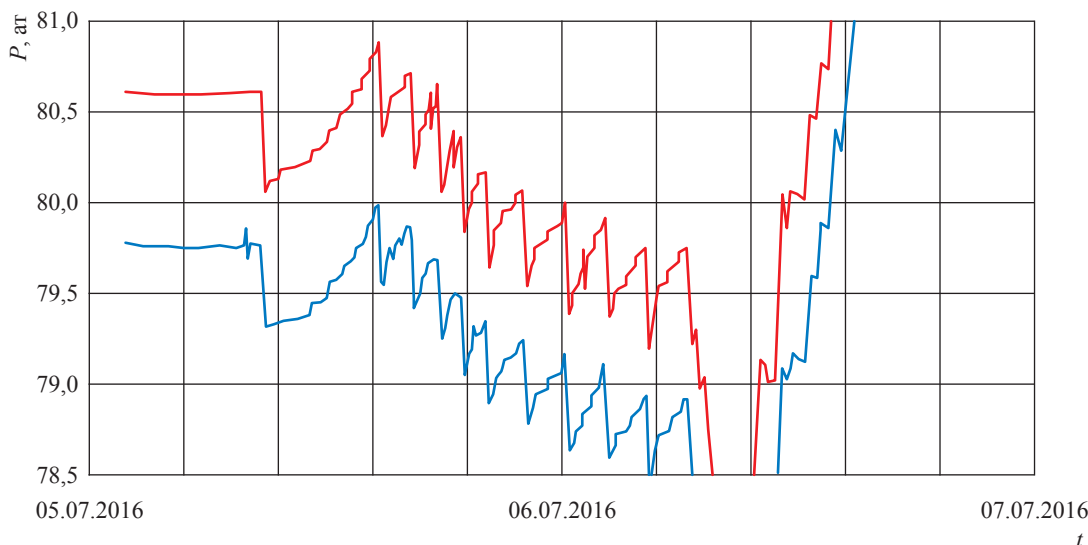


Рис. 5. «Высокочастотные» колебания давления: замерные пункты находятся на расстоянии 3 км друг от друга

Б. «Высокочастотные» колебания. Другой феномен – это колебательный процесс, примеры которого изображены на рис. 5 и 6.

Классификация причин нестационарности течения газа в трубах

Отмеченные всплески и «высокочастотные» колебания относятся, несомненно, к нестационарным процессам. В этой связи остановимся на причинах нестационарности, т.е. изменения во времени параметров потока газа (давления, расхода, температуры и др.). Назовем следующие причины:

- 1) изменение температуры окружающей среды⁸;
- 2) появление во внутренней полости трубы твердых отложений (песка, шлама), конденсата, гидратов;
- 3) непостоянство⁹ спроса потребителей;
- 4) включение и выключение оборудования;
- 5) образование сравнительно небольших сквозных отверстий (свищей, трещин) в теле трубы;
- 6) малые возмущения (звуковые колебания);
- 7) гильотинный разрыв трубы.

⁸ Изменение температуры воздуха влияет как на спрос потребителей, так и на работу оборудования. Изменение температуры воды оказывает влияние на гидравлическое сопротивление морских трубопроводов.

⁹ Потребление изменяется обычно сравнительно медленно, однако случаются быстрые изменения из-за внутрисуточных колебаний спроса крупных потребителей и отключений абонентов.

Первая, вторая и третья причины порождают медленные изменения параметров потока, для изучения которых в некоторых случаях достаточно использовать стационарные и квазистационарные модели, а в других следует учитывать динамику аккумулированного в трубах газа. Для таких ситуаций предложена модель с сосредоточенными параметрами [24, 25, 34], которая в вычислительном плане существенно эффективнее модели уравнений в частных производных (см. систему (3)). Возмущения 4-й группы феноменологически до сих пор не исследовались, по крайней мере, авторам не известны соответствующие публикации. В настоящей же работе делается акцент на изучении всплесков, спадов и «высокочастотных» колебаний, относящихся именно к этой группе.

Актуальность исследования реакции режима течения на возмущения 5-й группы не вызывает сомнения. Однако для таких исследований требуется проведение специальных экспериментов, которые позволили бы выявить различие реакций трубопровода на причины 4-й и 5-й групп. Распространение малых возмущений (6-я группа) может быть проанализировано методами механики сплошной среды [35], поскольку описывающая их система (3) относится к уравнениям гиперболического типа. Гильотинный разрыв¹⁰ (7-я группа) приводит к процессам, характеризующимся

¹⁰ Не рассматривается ввиду отсутствия прецедента в анализируемом материале.

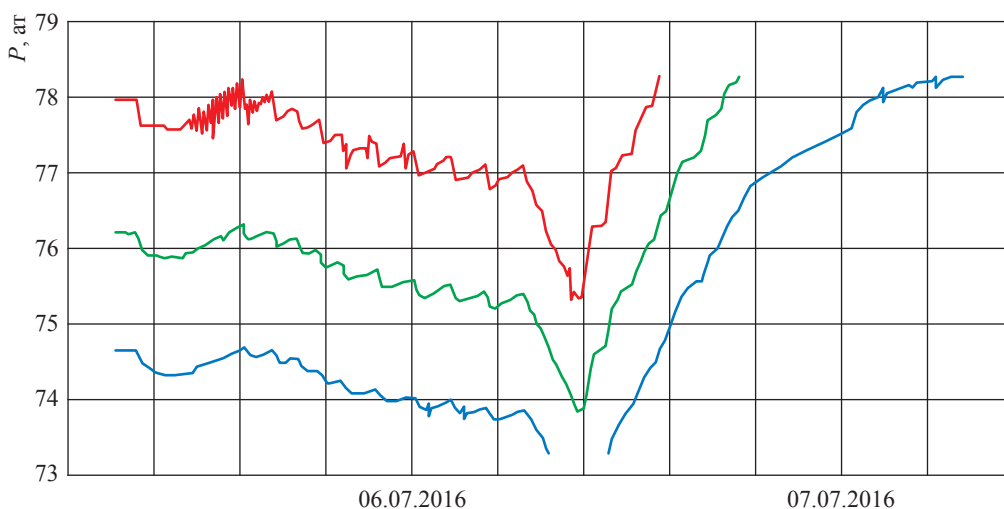


Рис. 6. «Высокочастотные» колебания давления: замерные пункты отстоят друг от друга на 24 (между нижней и средней линиями) и 28 км (между средней и верхней линиями)

интенсивным (с последующим замедлением) длительным спадом давления.

Помимо процессов, причины которых перечислены, имеют место также изменения параметров режима на «микроуровне», обусловленные, по-видимому, турбулентными пульсациями и суперпозицией затухающих колебаний.

Скорости «средних волн» и «высокочастотных» колебаний

Итак, внимание будет сосредоточено на явлениях, порождаемых возмущениями 4-й группы, с целью извлечь информацию, относящуюся к распространению волн (всплесков и спадов) давления (см. рис. 2–4) и «высокочастотных» колебаний (см. рис. 5, 6). Наиболее заметный всплеск давления на рис. 2 распространяется от зоны с меньшим давлением к большему давлению, т.е. физически волна идет против течения газа. Причем «высота» максимума, характеризующая амплитуду волны, заметно уменьшается со временем, т.е. по мере продвижения от одного замерного пункта к другому.

В таблице представлены некоторые расчетные оценки (два примера) скорости волны («всплеска»): 1-й пример (строки 1–4) – по нитке I; 2-й пример (строка 5) – по нитке II.

Разброс значений $v_{k,k+j}$ довольно велик и объясняется прежде всего неточностью фиксации моментов времени и размытостью максимума (см. рис. 3) из-за дискретности фиксации давления. В примере 1 оценка средней скорости распространения волны равна 151 м/с (по участку длиной в 55 км), во 2-м

примере – 220 м/с. Эти оценки, так же как и другие, сведения о которых здесь не приводятся, существенно отличаются от физической скорости перемещения частиц газа и от скорости распространения звука в газовом потоке ($c_{зв}$). Скорость перемещения частиц газа равна 10...20 м/с в зоне параметров, характерных для условий работы наземных газопроводов. По разным оценкам, значения $c_{зв}$ лежат в диапазоне 320...380 м/с. Приведем эти оценки.

В многочисленных англоязычных публикациях последнего времени скорость звука определяется как¹¹

$$c_{зв} = \sqrt{\frac{zRT}{\rho p_{ст}}}. \quad (5)$$

Методами механики сплошных сред [35] обосновывается следующая формула для расчета скорости распространения малых возмущений, применяемая, следовательно, для расчета $c_{зв}$:

$$c_{зв} = \sqrt{\frac{C_p(p,T)}{C_V(p,T)} \frac{zRT}{1 - \left(\frac{p}{z}\right) \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T}}, \quad (6)$$

где $C_p(p,T)$ и $C_V(p,T)$ – теплоемкости газа при постоянных давлении и объеме соответственно; $z = z(p,T)$ – коэффициент сжимаемости. Расчеты по формулам (5) и (6) проводились при разных аппроксимациях z : в соответствии

¹¹ Здесь и далее в формулах индексы, несущие номинативную смысловую нагрузку, адаптированы к передаче русскоязычного текста.

Расчетная оценка средней скорости распространения волны $v_{k,k+j}$ по данным 2016 г.:

t_k – момент прохождения «всплеска» через пункт замера k , расположенный на расстоянии L_k от КС 1 (см. рис. 1); t_{k+j} – момент прохождения «всплеска» через пункт замера $k+j$, расположенный на расстоянии L_{k+j} от КС 1

№	Нитка газопровода	L_k и L_{k+j} , км	$L_{k+j} - L_k$, км	t_k и t_{k+j} , ЧЧ:ММ:СС	$t_k - t_{k+j}$, с	$v_{k,k+j}$, м/с
1	I	$L_1 = 26,$ $L_2 = 40$	14	$t_1 = 17:10:16,$ $t_2 = 17:08:30$	106	132
2		$L_2 = 40,$ $L_4 = 65$	25	$t_2 = 17:08:30,$ $t_4 = 17:05:30$	180	138
3		$L_4 = 65,$ $L_5 = 81$	16	$t_4 = 17:05:30,$ $t_5 = 17:04:12$	78	205
4		$L_1 = 26,$ $L_5 = 81$	55	$t_1 = 17:10:16,$ $t_5 = 17:04:12$	364	151
5	II	$L_1 = 26,$ $L_6 = 92$	66	$t_6 = 16:24:11,$ $t_7 = 16:19:12$	299	220

Примечание: фактически «всплеск» движется от пункта $k+j$ к пункту k .

с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 и стандартом AGA (Американской газовой ассоциации)

$$z(p, T) = 1 + 0,257 \frac{p}{p_{кр}} - 0,533 \frac{p}{p_{кр}} \frac{T}{T_{кр}},$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ – критические значения давления и температуры соответственно. Результаты расчетов с использованием обоих приближений для $z(p, T)$ оказались близкими. При давлении и температуре, изменяющихся в диапазонах, характерных для эксплуатации российских наземных магистральных газопроводов, с помощью формулы (5) для $c_{зв}$ получены границы 323...356 м/с, а с помощью формулы (6) – 362...381 м/с. При увеличении давления скорость звука убывает, а при увеличении температуры – возрастает.

Таким образом, скорость распространения всплесков и спадов¹² не совпадает со скоростью звука, она меньше скорости звука в два-три раза. Точность исходной информации не позволила с уверенностью определить различия в скорости движения средних волн в направлениях по течению и против течения газа, а также зависимости скорости от амплитуды и от тенденции изменения давления (т.е. различия скоростей всплеска и спада давления).

Отметим определенное сходство уединенных волн (всплесков и спадов) с солитонами – волнами в открытых каналах, привлекающими внимание исследователей без малого 200 лет.

Как известно, солитоны – сравнительно редкое явление, попытки их экспериментального воспроизведения зачастую оканчивались неудачей. Отмеченные авторами явления отличаются от солитона заметным уменьшением амплитуды колебаний во времени.

«Высокочастотные» колебания давления также могут распространяться по течению газа и против него. Оценки скорости распространения этих колебаний, выполненные теми же методами, что и ранее, оказались более стабильными и равными примерно 200 м/с. Стабильность является свидетельством большей достоверности результатов и может быть объяснена тем, что моменты достижения экстремальных значений (максимумов и минимумов) давления здесь менее размыты, чем в случае средних волн, и определяются с большей точностью. Особенно четко экстремумы кривых давления выражены в первом примере «высокочастотных» колебаний (см. рис. 5).

Сопоставление фактических замеров с результатами численного моделирования

Чтобы проверить адекватность моделей, используемых в настоящее время для воспроизведения нестационарных режимов течения в газопроводах, выполнен расчет с использованием программного комплекса «Веста». В «Весте» моделью нестационарного течения служит система (3), где, однако, опущена

производная $\frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x}$, т.е. использовано

¹² По понятным теперь причинам рассматриваемые явления – всплески и спады – можно назвать *средними волнами*.

предположение $\frac{\partial p}{\partial x} \gg \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x}$. Начальные

и граничные условия для расчета были выбраны таким образом, чтобы имитировать «волну» давления. Фактические данные о режиме сопоставлены с расчетами (рис. 7). Кривые в левой части рис. 7 представляют фактическое изменение давления во времени (манометрическая съемка) на шести замерных пунктах. Волна распространяется против течения газа. В соответствии с этим расположены и кривые: из двух рядом стоящих кривых нижняя отвечает замерному пункту, отстоящему дальше по течению от начала участка. Отсчитываемые в том же направлении, т.е. против течения, расстояния между замерными пунктами равны 13, 16, 26, 14 и 25 км, расстояние между крайними пунктами равно 94 км.

В качестве начальных условий для расчета взят стационарный режим, отвечающий горизонтальному ($p = \text{const}$) участку на нижней кривой (см. рис. 7 слева). Чтобы исключить

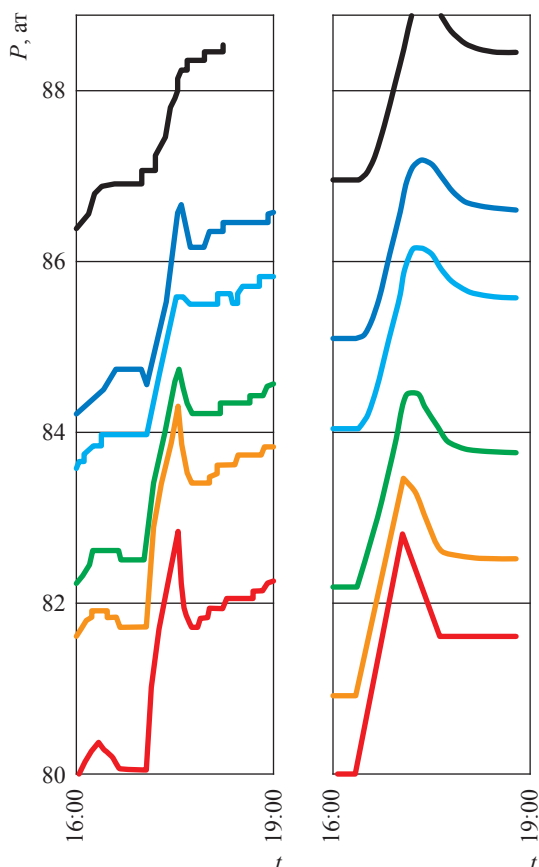


Рис. 7. Динамика распространения всплеска давления: слева – манометрическая съемка на объекте; справа – результаты компьютерного расчета

влияние на распространение «всплеска» левого граничного условия, оно было задано на значительном (более 50 км) удалении от расположения 1-го (по направлению течения) замерного пункта. Течение, таким образом, имитировалось на участке длиной около 150 км. Замерные пункты расположены на последних 94 км трассы.

В начале участка (началу трассы отвечает координата 0) фиксировались либо давление $p(0,t) = \text{const}$, либо расход $q(0,t) = \text{const}$. В конце участка (концу трассы отвечает координата 1) задавалось давление $p(1,t)$. Эта функция имитировала всплеск: сначала линейный рост давления, затем линейное падение до некоторого уровня и стабилизацию на этом уровне. Нижняя кривая на рис. 7 справа изображает заданную функцию $p(1,t)$. Начало расчетного участка было отнесено на значительное расстояние от 1-го замерного пункта, чтобы минимизировать влияние этого условия на динамику распространения исследуемой «волны» (всплеска) давления.

Сопоставим наблюдаемые (см. рис. 7 слева) и рассчитанные (см. рис. 7 справа) режимы течения. Отметим их общие черты. И в том, и в другом случае имеет место перемещение всплеска против течения газа с постепенным снижением уровня всплеска. Более тщательный анализ показывает значительное различие семейств кривых в левой и правой частях рис. 7. Фактическое размывание всплеска проходит существенно быстрее, чем на модели. На рис. 7 слева видно, что при подходе к 1-му замерному пункту всплеск практически исчез: давление поднялось и стабилизировалось. В расчетной же модели (см. рис. 7 справа) величина всплеска хотя и снижается, но, безусловно, остается заметной, давление не стабилизируется.

Кроме того, фактически всплеск имеет форму пика вплоть до 2-го по ходу течения газа замерного пункта. В модели же наблюдается выполаживание пика, все более существенное по мере продвижения волны (всплеска). Эти отклонения модели от факта свидетельствуют о неполной адекватности модели и целесообразности ее совершенствования.

Возможные применения уточненных моделей течения флюидов в длинных трубопроводах

Масштабы производства, исключительная роль газа в энергетике предопределяют значимость технического прогресса в газовой

отрасли для экономики и экологии страны. Информатизация технологических объектов в транспорте газа играет определенную роль в управлении производственными процессами, однако ее потенциальные возможности далеко не исчерпаны. Уточнение моделей течения газа в магистральных трубопроводах откроет новые возможности для автоматического распознавания утечек и других нештатных ситуаций и будет способствовать совершенствованию оперативного управления газотранспортной системой в целом.

На базе уточненных моделей нестационарных процессов возможна разработка новых процедур режимной диагностики. Чтобы отследить возникающие по различным причинам колебания, пригодны ныне действующие штатные информационные системы. Контрольно-измерительные приборы и автоматика и средства телемеханики, которыми оборудованы магистральные газопроводы, обеспечивают поступление в режиме реального времени огромных объемов информации, которая, однако, используется далеко не полностью. Она не нужна для непосредственного решения первоочередных задач оперативного управления, например маневрирования потоками. В силу относительной быстроты протекания процессов большой объем фиксируемых данных не может быть непосредственно (т.е. без соответствующей обработки) использован диспетчерским персоналом. На практике необходимы еще информационные технологии предварительной обработки и анализа поступающей информации, прогноза возникновения нештатных ситуаций.

Отметим, что очень похожая ситуация имеет место в транспорте нефти и нефтепродуктов. Принятые в настоящее время модели течения капельных жидкостей также выведены при некоторых недостаточно проверенных предположениях. Так же как и для течений газа, постулируется, например, гипотеза квазистационарности. Не исключено, что уточнение моделей позволит создать новые методы режимной диагностики, направленные, в частности, на борьбу с бедствием последнего времени – несанкционированными врезками.

Опираясь на неиспользуемые резервы информационного обеспечения, целесообразно ставить новые задачи, например непрерывного мониторинга герметичности или гасителей сильных возмущений. Беспрецедентные успехи

последнего времени в сфере информационных технологий позволяют надеяться на создание следующего поколения отечественных информационных систем, выполняющих новые функции. Конечной их целью является вывод отечественных предприятий трубопроводного транспорта на качественно более высокий уровень оперативного управления процессами, надежности функционирования и промышленной безопасности.

Таким образом, проанализированы графики изменения давления за несколько суток, зафиксированные всем комплексом замерных пунктов, размещенных на двухниточном коридоре газопроводов. Эта информация является достаточно представительной, она использована для критического анализа математических моделей нестационарного течения газа в длинных трубопроводах. В исследованных режимах течения сколько-нибудь существенных изменений температуры не наблюдалось, поэтому результаты исследования относятся только к системе уравнений неразрывности и количества движения и не затрагивают уравнение сохранения энергии. По результатам анализа предложены следующие подходы к корректировке (уточнению) одномерной модели течения газа с целью более адекватного описания реальных процессов: сохранение зачастую отбрасываемого слагаемого в уравнении количества движения, отказ от гипотезы квазистационарности.

Установлено, что в эксплуатационных режимах загруженных магистральных газопроводов имеют место следующие явления, не описанные ранее в литературе: резкие всплески и спады давления, распространяющиеся как уединенные волны с затухающей амплитудой, и периодические колебательные процессы. Отмечено определенное сходство уединенных волн с солитонами – нелинейными волнами на поверхности жидкости и в других средах. Проведена оценка скорости уединенных волн и периодических процессов. Для уединенных волн оценка колеблется в пределах 110...200 м/с, а для периодических процессов равна примерно 200 м/с. Широкий диапазон изменения объясняется неточностью измерений, дискретностью шкалы давления и фиксации моментов времени. Отмеченные скорости распространения волн на порядок больше скорости перемещения частиц газа и в два-три раза меньше скорости звука.

Список литературы

- Weymouth T.R. Problems in natural gas engineering / T.R. Weymouth // *Trans. ASME*. – 1912. – Т. 34. – С. 185.
- Johnson T.W. Flow of natural gas through high-pressure transmission lines: technical report / T.W. Johnson, W.B. Berwald. – Bartlesville, Okla. (USA): Bureau of mines, 1935. – 120 с.
- Miller B. Gas transportation system calculation / B. Miller. – New York: Hoore Pub. Co. Inc., 1949.
- Smith R.V. Flow of natural gas through experimental pipelines and transmission lines / R.V. Smith, J.S. Miller, J.W. Ferguson. – Bartlesville, Okla. (USA): Bureau of mines, 1956. – 89 с.
- Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И.А. Чарный. – 2-е изд. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
- Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат. 1961. – 128 с.
- Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа / М.Г. Сухарев, Е.П. Ставровский. – М.: Недра, 1975. – 277 с.
- Васильев О.Ф. Неизотермическое течение газа в трубах / О.Ф. Васильев, Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука. Сибирское отд., 1978. – 127 с.
- Králik J. Dynamic modeling of large-scale network with application to gas distribution / J. Králik, P. Stiegler, Z. Vostrý, et al. – Amsterdam, etc.: Elsevier, 1988. – 364 с.
- Osiadacz A.J. Comparison of isothermal and nonisothermal gas flow models / A.J. Osiadacz, M. Chaczykowski // *Chem. Eng. J.* – 2001. – Т. 81. – С. 41–51.
- Osiadacz A.J. Dynamic optimization of high pressure gas networks using hierarchical systems theory / A.J. Osiadacz // 26th Annual meeting of Pipeline Simulation Interest Group, San Diego, USA, 13–14 October 1994.
- Ehrhardt K. Nonlinear optimization in gas networks / K. Ehrhardt, M.C. Steinbach // *Modelling, simulation and optimization of complex processes: Proc. of the International Conference on High Performance Scientific Computing*, March 10–14, 2003, Hanoi, Vietnam. – С. 139–148.
- Ke S.L. Transient analysis of isothermal gas flow in pipeline network / S.L. Ke, H.C. Ti // *Chemical Engineering Journal*. – 2000. – Т. 76. – С. 169–177.
- Cameron I. Using an excel-based model for steady-state and transient simulation / I. Cameron // 31st Annual meeting PSIG (Pipeline Simulation Interest Group), St. Louis, Missouri, 20–22 October 1999.
- Ríos-Mercado R.Z. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review / R.Z. Ríos-Mercado, C. Borraz-Sánchez // *Applied Energy*. – 2014. – Т. 147. – С. 536–555.
- Zlotnik A. Model reduction and optimization of natural gas pipeline dynamics / A. Zlotnik, S. Dyachenko, S. Backhaus, et al. // *ASME Dynamic systems and control conference*. – 2015. – Т. 3. – 10 с. – DOI:10.1115/DSCC2015-9683. – <https://permalink.lanl.gov/object/tr?what=info:lanl-repo/lareport/LA-UR-15-22317>
- Zlotnik A. Optimal control of transient flow in natural gas networks / A. Zlotnik, M. Chertkov, S. Backhaus // 54th IEEE conference on decision and control (CDC). – 2015. – С. 4563–4570. – <https://arxiv.org/pdf/1504.02505.pdf>
- Zlotnik A. Control policies for operational coordination of electric power and natural gas transmission systems / A. Zlotnik, L. Roald, S. Backhaus, et al. // *American Control Conference (ACC)*, Boston, MA. – 2016. – С. 7478–7483. – DOI: 10.1109/ACC.2016.7526854. – http://yalma.fime.uanl.mx/~roger/ftp/MM17_removed/cites/evidence/2016%20proc%20ACC%20Zlotnik%20etal.pdf
- Chiang N.Y. Large-scale optimal control of interconnected natural gas and electrical transmission systems / N.Y. Chiang, V.M. Zavala // *Applied Energy*. – 2016. – Т. 168. – С. 226–235.
- Yang J. Modeling the transient security constraints of natural gas network in day-ahead power system scheduling / J. Yang, N. Zhang, Ch. Kang, et al. // *Proc. of 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA. – 5 с. – <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274497>
- Behrooz H.A. Modeling and state estimation for gas transmission networks / H.A. Behrooz, R.B. Boozarjomehry // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – Т. 22. – С. 551–570.
- Behrooz H.A. Dynamic optimization of natural gas networks under customer demand uncertainties / H.A. Behrooz, R.B. Boozarjomehry // *Energy*. – 2017. – № 134. – С. 968–983. – DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.087.
- Price G.R. Evaluating the effective friction factor and overall heat transfer coefficient during unsteady pipeline operation / G.R. Price, R.K. McBrien, S.N. Rizopoulos, et al. // *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. – 1999. – Т. 121. – С. 131–136.

24. Сухарев М.Г. Новая методика моделирования нестационарных течений газа в системах газоснабжения / М.Г. Сухарев, Р.В. Попов // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 2. – С. 150–159.
25. Sukharev M.G. Mathematical and computer models for identification and optimal control of large-scale gas supply systems / M.G. Sukharev, K.O. Kosova, R.V. Popov // Energy. – 2019. – Т. 184. – С. 113–122. – <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.131>
26. Fedorovicz R. Flow modelling in gas transmission networks / R. Fedorovicz, E. Kolodzinski, L. Solarz // J. of theoretical and applied mechanics. – 2002. – Т. 40. – № 4. – С. 873–894.
27. Kiuchi T. An implicit method for transient gas flows in pipe networks / T. Kiuchi // Int. J. Heat and Fluid Flow. – 1994. – Т. 15. – № 5. – С. 378–383.
28. Fukushima K. Gas pipeline leak detection system using the online simulation method / K. Fukushima, R. Maeshima, A. Kinoshita, et al. // Computers and Chemical Engineering. – 2000. – Т. 24. – С. 453–456.
29. Thorley A.R.D. Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines: a review of theoretical and some experimental studies / A.R.D. Thorley, C.H. Tiley // Int. J. Heat and Fluid Flow. – 1987. – Т. 8. – № 1. – С. 3–15.
30. Greyvenstein G.P. An implicit method for the analysis of transient flows in pipe network / G.P. Greyvenstein // Int. J. for Numerical Methods in Engineering. – 2002. – Т. 53. – С. 1127–1143.
31. Greyvenstein G.P. A segregated CFD approach to pipe network analysis / G.P. Greyvenstein, D.P. Laurie // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 1994. – Т. 37. – № 21. – С. 3685–3705.
32. Maclean A. Transient modeling and simulations with Ansys Flotran of natural gas in pipelines / A. Maclean, N. Asiedu, E. Neba, et al. // Preprints. – 2018. – № 2018070150. – doi:10.20944/preprints201807.0150.v1
33. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа) / С.А. Сарданашвили. – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с.
34. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016. – 399 с.
35. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – М.: Недра, 2017. – 477 с.
36. Бондарев Э.А. Решение задач трубной гидравлики в системах добычи и транспорта природного газа / Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин. – Новосибирск: СО РАН, 2017. – 209 с.
37. Sukharev M. New diagnostic methods aimed at increasing of reliability and safety of the main pipeline transport / M. Sukharev, Ks. Kosova // E3S Web Conf. RSES 2017 (Methodological problems in reliability study of large energy systems). – 2017. – Т. 25. – № 02001. – <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172502001>
38. Сухарев М.Г. Методика проверки измерительной аппаратуры в процессе эксплуатации магистральных газопроводов и их систем / М.Г. Сухарев, К.О. Косова // Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2017. – № 2. – С. 103–114.
39. Сухарев М.Г. Оперативная корректировка показаний измерительных приборов на магистральном газопроводе по замерам режимных параметров / М.Г. Сухарев, К.О. Косова // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 9. – С. 14–23.

Studying phenomenological effects of unsteady gas flows: a case of a passive test on a trunk gas pipeline

M.G. Sukharev^{1*}, O.N. Kochuyeva¹

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: mgsukharev@mail.ru

Abstract. This paper concerns with several issues of simulation of the unsteady gas traveling in long pipelines. Authors examine a common gas flow model representing a system of partial differential equations derived by means of continuum mechanics instrumentation. They rise the points of relevance of the simplifying predicates, adopted for derivation and further rearrangement of these equations. It is stated that feasibility of such predicates has not been testified experimentally.

The paper reveals analysis of manometric data related to an operated high-pressure trunk gas pipeline, conditions of passive testing of gas flow regimes, and description of the wave processes, which occurred during the tests. Authors have assessed velocities of the pressure waves distribution and damping out, and have uncovered few physical phenomena, which can't be explained by means of available information. Comparison of the factual observations and the modelled values shows some disagreement between them.

Keywords: unsteady gas flow, mathematical modelling, gas transportation system, wave processes, sound velocity, solitary waves, validity of a model.

References

- WEYMOUTH, T.R. Problems in natural gas engineering. *Trans. ASME*. 1912, vol. 34, p. 185.
- JOHNSON, T.W., W.B. BERWALD. *Flow of natural gas through high-pressure transmission lines*. Bartlesville, Okl., USA: Bureau of mines, 1935.
- MILLER, B. *Gas transportation system calculation*. New York: Hoore Pub. Co. Inc., 1949.
- SMITH, R.V., J.S. MILLER, J.W. FERGUSON. *Flow of natural gas through experimental pipelines and transmission lines*. Bartlesville, Okla., USA: Bureau of mines, 1956.
- CHARNYI, I.A. *Unsteady motion of real liquid in tubes* [Neustanovivshiesya dvizheniye realnoy zhidkosti v trubakh]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
- KHODANOVICH, I.Ye. *Analytical basics of gas mains design and operation* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
- SUKHAREV, M.G., Ye.R. STAVROVSKIY. *Optimization of gas transportation systems* [Optimizatsiya sistem transporta gaza]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
- VASILYEV, O.F., E.A. BONDAREV, A.F. VOYEVODIN, et al. *Non-isothermal gas flow in tubes* [Neizotermicheskoye techeniye gaza v trubakh]. Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1978. (Russ.).
- KRÁLIK, J., P. STIEGLER, Z. VOSTRÝ, et al. *Dynamic modeling of large-scale network with application to gas distribution*. Amsterdam, etc.: Elsevier, 1988.
- OSIADACZ, A.J., M. CHACZYKOWSKI. Comparison of isothermal and nonisothermal gas flow models. *Chem. Eng. J.* 2001, vol. 81, pp. 41–51. ISSN 1385-8947.
- OSIADACZ, A.J. Dynamic optimization of high pressure gas networks using hierarchical systems theory. *26th Annual meeting of Pipeline Simulation Interest Group (PSIG)*, San Diego, USA, 13–14 October 1994.
- EHRHARDT, K., M.C. STEINBACH. Nonlinear optimization in gas networks. *Modelling, simulation and optimization of complex processes: Proc. of the International conference on high performance scientific computing*, 10–14 March 2003, Hanoi, Vietnam, pp. 139–148.
- KE, S.L., H.C. TI. Transient analysis of isothermal gas flow in pipeline network. *Chemical Engineering Journal*. 2000, vol. 76, pp. 169–177. ISSN 1385-8947.
- CAMERON I. Using an excel-based model for steady-state and transient simulation. *31st Annual Meeting of Pipeline Simulation Interest Group (PSIG)*, 20–22 October 1999, St. Louis, Missouri.
- RÍOS-MERCADO, R.Z., C. BORRAZ-SÁNCHEZ. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy*, 2014, vol. 147, pp. 536–555. ISSN 0306-2619.
- ZLOTNIK, A., S. DYACHENKO, S. BACKHAUS, et al. Model reduction and optimization of natural gas pipeline dynamics. *ASME Dynamic systems and control conference*. 2015, vol. 3, 10 pp. DOI: 10.1115/DSCC2015-9683.
- ZLOTNIK, A., M. CHERTKOV, S. BACKHAUS. Optimal control of transient flow in natural gas networks [online]. *54th IEEE conference on decision and control (CDC)*. 2015, pp. 4563–4570. Available from: <https://arxiv.org/pdf/1504.02505.pdf>
- ZLOTNIK, A., L. ROALD, S. BACKHAUS, et al. Control policies for operational coordination of electric power and natural gas transmission systems [online]. American Control Conference (ACC), Boston, MA. 2016, pp. 7478–7483. DOI: 10.1109/ACC.2016.7526854. Available from: http://yalma.fime.uanl.mx/~roger/ftp/MM17_removed/cites/evidence/2016%20proc%20ACC%20Zlotnik%20etal.pdf
- CHIANG, N.Y., V.M. ZAVALA. Large-scale optimal control of interconnected natural gas and electrical transmission systems. *Applied Energy*. 2016, vol. 168, pp. 226–235. ISSN 0306-2619.
- YANG, J., N. ZHANG, Ch. KANG, et al. Modeling the transient security constraints of natural gas network in day-ahead power system scheduling. *Proc. of 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, 5 pp. Available from: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274497>
- BEHROOZ, H.A., R.B. BOOZARJOMEHRY. Modeling and state estimation for gas transmission networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2015, vol. 22, pp. 551–570. ISSN 1875-5100.
- BEHROOZ, H.A., R.B. BOOZARJOMEHRY. Dynamic optimization of natural gas networks under customer demand uncertainties. *Energy*. 2017, no. 134, pp. 968–983. ISSN 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.087.
- PRICE, G.R., R.K. MCBRIEN, S.N. RIZOPOULOS, et al. Evaluating the effective friction factor and overall heat transfer coefficient during unsteady pipeline operation. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 1999, vol. 121, pp. 131–136. ISSN 0892-7219.

24. SUKHAREV, M.G., R.V. POPOV. A new procedure for modelling nonstationary gas flows in gas supply systems [Novaya metodika modelirovaniya nestatsionarnykh techeniy gaza v sistemakh gazosnabzheniya]. *Izvestiya RAN. Energetika*. 2015, no. 2, pp. 150–159. ISSN 0002-3310. (Russ.).
25. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA, R.V. POPOV. Mathematical and computer models for identification and optimal control of large-scale gas supply systems. *Energy*. 2019, vol. 184, pp. 113–122. ISSN 0360-5442. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.131>
26. FEDOROVICZ, R., E. KOLODZINSKI, L. SOLARZ. Flow modelling in gas transmission networks. *J. Of theoretical and applied mechanics*. 2002, vol. 40, no. 4, pp. 873–894. ISSN 0167-8442.
27. KIUCHI, T. An implicit method for transient gas flows in pipe networks. *Int. J. Heat and Fluid Flow*. 1994, vol. 15, no. 5, pp. 378–383. ISSN 0142-727X.
28. FUKUSHIMA, K., R. MAESHIMA, A. KINOSHITA, et al. Gas pipeline leak detection system using the online simulation method. *Computers and Chemical Engineering*. 2000, vol. 24, pp. 453–456. ISSN 0098-1354.
29. THORLEY, A.R.D., C.H. TILEY. Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines--a review of theoretical and some experimental studies. *Int. J. Heat and Fluid Flow*. 1987, vol. 8, no. 1, pp. 3–15. ISSN 0098-1354.
30. GREYVENSTEIN, G.P. An implicit method for the analysis of transient flows in pipe network. *Int. J. for Numerical Methods in Engineering*. 2002, vol. 53, pp. 1127–1143. ISSN 0029-5981.
31. GREYVENSTEIN, G.P., D.P. LAURIE. A segregated CFD approach to pipe network analysis. *Int. J. for Numerical Methods in Engineering*. 1994, vol. 37, is. 21, pp. 3685–3705. ISSN 0029-5981.
32. MACLEAN, A., N. ASIEDU, E. NEBA, et al. Transient modeling and simulations with Ansys Flotran of natural gas in pipelines. *Preprints*. 2018, no. 2018070150. DOI: 10.20944/preprints201807.0150.v1
33. SARDANASHVILI, S.A. *Computational methods and algorithms (pipeline gas transportation)* [Raschetnyye metody i algoritmy (truboprovodnyy transport gaza)]. Moscow: Neft i gaz, 2005. (Russ.).
34. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of steady and unsteady regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
35. LURYE, M.V. *Theoretical basics of pipeline transfer of oil, oil products, and gas* [Teoreticheskiye osnovy truboprovodnogo transporta nefti, nefteproduktov i gaza]. Moscow: Nedra, 2017. (Russ.).
36. BONDAREV, E.A., A.F. VOYEVODIN. *Solving problems of tube hydraulics in systems for natural gas production and transporting* [Resheniye zadach trubnoy gidravliki v sistemakh dobychi i transporta prirodnogo gaza]. Novosibirsk: Siberian branch of Russian academy of sciences, 2017. (Russ.).
37. SUKHAREV, M., Ks. KOSOVA. New diagnostic methods aimed at increasing of reliability and safety of the main pipeline transport [online]. *E3S Web Conf. RSES 2017 (Methodological problems in reliability study of large energy systems)*. 2017, vol. 25, no. 02001. Available from: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172502001>
38. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA. Procedure for verification of measuring instruments amid operation of gas mains and their systems [Metodika poverki izmeritelnoy apparatury v protsesse ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov i ikh sistem]. *Trudy RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina*. 2017, no. 2, pp. 103–114. ISSN 2073-9028. (Russ.).
39. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA. Prompt correction of indications of measuring instruments at a trunk gas pipeline according to measured values of regime parameters [Operativnaya korektirovka pokazaniy izmeritelnykh priborov na magistralnom gazoprovode po zameram rezhimnykh parametrov]. *Territoriya Neftgaz*. 2018, no. 9, pp. 14–23. ISSN 2072-2745. (Russ.).