

УДК 006.91:622.691.4

М.Г. Сухарев<sup>1,2</sup>, e-mail: mgsukharev@mail.ru; К.О. Косова<sup>2,1</sup>, e-mail: kseniya\_kosova@mail.ru<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).<sup>2</sup> ООО «Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности» (Москва, Россия).

## Оперативная корректировка показаний измерительных приборов на магистральном газопроводе по замерам режимных параметров

Диагностика по параметрам режима является эффективным способом оценки технического состояния оборудования, как правило, не требующим значительных капиталовложений, однако пока она не заняла подходящего места при эксплуатации объектов Единой системы газоснабжения. В статье предложена методика оперативной корректировки измерительных приборов в системах магистрального транспорта газа. Методика иллюстрируется на примере двухниточного коридора магистральных газопроводов, оснащенного современной измерительной аппаратурой. В ходе исследования были использованы текущие замеры штатных измерительных устройств, изучены графики изменения давления на всех замерных узлах коридора. Доказано, что по крайней мере некоторые измерения содержат систематические ошибки. Для их оценки предложена процедура, сводящаяся к минимизации функции нескольких переменных при наличии ограничений. Разработан алгоритм замеров, создана соответствующая программа обработки. Проведены расчеты, выявившие хорошую сходимость результатов моделирования и фактических данных. Таким образом, с помощью вычислительного эксперимента доказана работоспособность методики, которая без применения дополнительного диагностического оборудования и проведения специальных испытаний позволяет оценивать систематические ошибки приборов в процессе их эксплуатации. Предлагаемый алгоритм не накладывает ограничений на конфигурацию газотранспортной системы и может быть применен при стационарных и нестационарных режимах течения газа. Эффективность методики обеспечивается учетом всей совокупности режимно взаимосвязанных замеров параметров газового потока. Обработаны и сопоставлены результаты манометрической съемки за два промежутка времени, отстоящих друг от друга на год. Динамика систематических ошибок приборов, зафиксированная за этот период, позволяет оценить изменения технического состояния метрологического обеспечения газотранспортного предприятия. Предложенные в работе идеи и методы не являются узко ориентированными на магистральный газопровод и могут быть применены для других объектов газовой отрасли.

**Ключевые слова:** система газоснабжения, поверка измерительных приборов, систематическая ошибка, идентификация параметров, теория гидравлических цепей.

.....

М.Г. Сухарев<sup>1,2</sup>, e-mail: mgsukharev@mail.ru; К.О. Косова<sup>2,1</sup>, e-mail: kseniya\_kosova@mail.ru

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Moscow, Russia).<sup>2</sup> Science Research Institute of Economics and Management in Gas Industry LLC (Moscow, Russia).

## On-Line Data Adjustment of Meters in Trunk Gas Lines by Measurements of Operation Mode Parameters

Diagnostics by operation mode parameters is an effective method to assess equipment performance which, generally, does not require considerable investments, though still has not found its own level in maintenance of Unified gas transmission system units. The article suggests the efficient adjustment procedure for meters in main gas transport systems. The procedure is illustrated by the example of a twin gas main passage equipped with the latest instrumentation. The investigation used current measurements of regular instrumentation, studied pressure curves of all passage monitors. It was proved that at least several measurements contain systematic errors. To estimate them a procedure was suggested to minimize the functions of some variables in the presence of limitations. The metering algorithm was developed and the relevant error-handling routine created. Computations were carried out showing good model and actual data convergence. Thus, by the computing experiment the procedure efficiency was proved which requires no additional diagnostic devices

and special tests to estimate systematic errors of instrumentation in the process of their operation. The algorithm proposed does not limit gas transport system configuration and can be applied both in stationary and unstable flow conditions of gas. The procedure efficiency is ensured by taking into account the whole set of operation-interrelated measurements of gas flow parameters. Processed and compared were the manometric survey data taken within the two a year distant periods. Dynamics of constant instrumentation errors fixed within this period allows to assess any changes in metrological equipment performance of a gas-transport company. The application of concepts and methods proposed are not limited to trunk gas lines and can be spread to other gas units.

**Keywords:** gas supply system, verification of measuring instruments, systematic error, parameter identification, theory of hydraulic circuits.

В статье изложена методика, позволяющая в оперативном режиме корректировать показания измерительных приборов на объекте Единой системы газоснабжения (ЕСГ). Тем самым повышается уровень, во-первых, технического состояния метрологического хозяйства производственного объекта и, во-вторых, достоверности исходных данных, что является обязательным условием адекватного моделирования трубопроводных систем. Ошибки в исходных данных приводят к некорректным результатам расчетов, что, в свою очередь, может быть причиной неверных или нерациональных управленческих решений при эксплуатации производственного объекта.

Одним из источников недостоверной информации являются ошибки при измерении параметров технологического режима. Для повышения качества замеров режимных параметров осуществляются поверка и калибровка измерительных приборов. Разработаны регламенты этих процедур, которые являются неотъемлемой частью технического обслуживания производственных объектов газовой отрасли.

Как правило, регламентированные процедуры метрологического обслуживания предусматривают проведение специальных испытаний, в рамках которых используются образцовые измерительные приборы. Зачастую для испытаний необходима длительная подготовка, предполагающая установку дополнительного оборудования. В то же время качественное улучшение

метрологической базы открывает новые возможности, которые могут быть реализованы без значительных трудозатрат.

На современном уровне информатизации, как будет показано в статье на конкретном примере, традиционный порядок поддержания уровня метрологического обеспечения производственных объектов может быть дополнен мероприятиями, входящими в сферу диагностики по режимным параметрам. Данный вид диагностики весьма эффективен для оценки технического состояния оборудования и, как правило, не требует значительных капиталовложений. Несмотря на это, диагностика по режимным параметрам пока не заняла подобающего места при эксплуатации объектов ЕСГ. Чтобы в какой-то мере исправить это упущение, в статье приводятся рекомендации, в соответствии с которыми диагностика по режимным параметрам применяется не к мониторингу технического состояния основного технологического оборудования и не к распознаванию опасных состояний объекта, а к корректировке показаний измерительных приборов.

На взгляд авторов статьи, публикационная активность в области диагностики по режимным параметрам недостаточна. Фактически обходится стороной этот вопрос в монографии [1], посвященной диагностике и надежности трубопроводных систем. Близкие к диагностике по режимным параметрам идеи используются в эконометрике [2, 3], биологии и других науках, однако специ-

фика проблем не позволяет перенести использованные в этих научных областях методы на технологические объекты газовой отрасли. Некоторые традиционные подходы к распознаванию аварийных и опасных ситуаций изложены в работах [1, 4], однако, хотя формально их можно отнести к диагностике по режимным параметрам, используемый в них аппарат далек от методов, развиваемых авторами статьи. Таким образом, в статье предложен метод обработки данных, позволяющий проанализировать совокупность взаимосвязанных замеров режимных параметров и по этой совокупности сделать вывод о степени согласованности замеров. Для случая совокупности замеров давления на участке магистрального газопровода сформулирован критерий «мера согласованности замеров», разработана математическая модель, сводящаяся к задаче математического программирования, составлен алгоритм, реализованный в программе. Проведенные расчеты позволили оценить систематические ошибки манометров, установленных на участке газотранспортной системы (ГТС), и скорректировать их показания. В качестве исходных данных используются показания совокупности штатных манометров без нарушения производственного процесса.

Для оценки систематических ошибок применяются известные в теории гидравлических цепей процедуры параметрического оценивания [5]. Однако учет специфики управляемого объекта

Для цитирования (for citation):

Сухарев М.Г., Косова К.О. Оперативная корректировка показаний измерительных приборов на магистральном газопроводе по замерам режимных параметров // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 9. С. 14–23.

Sukharev M.G., Kosova K.O. On-Line Data Adjustment of Meters in Trunk Gas Lines by Measurements of Operation Mode Parameters. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 9, P. 14–23. (In Russ.)

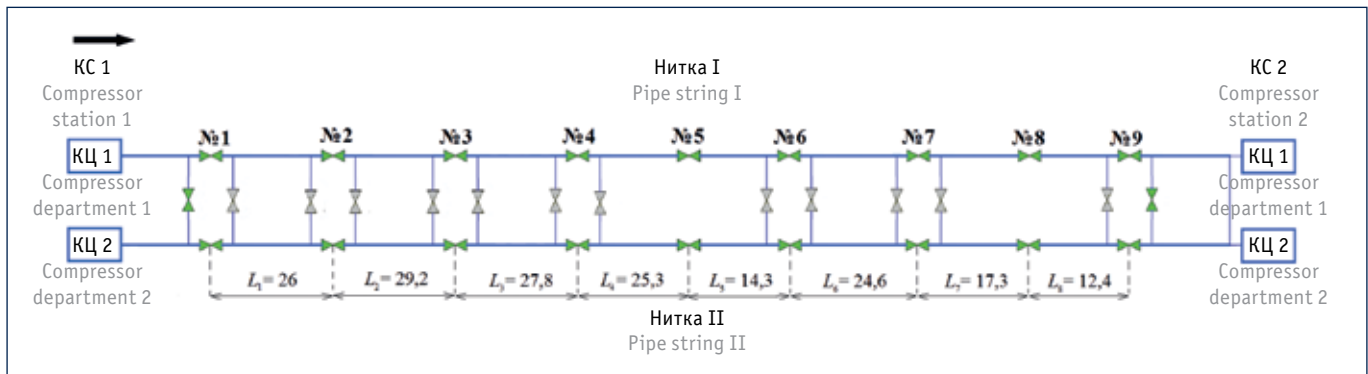


Рис. 1. Принципиальная схема участка двухниточного коридора магистральных газопроводов. Длины секций  $L_i$  ( $i = 1, \dots, 8$ ), км. Зеленые перемычки открыты, серые закрыты

Fig. 1. Basic diagram of a twin main gas passage section. Lengths of sections  $L_i$  ( $i = 1, \dots, 8$ ), km. Green webs are open, grey – closed

и его измерительного комплекса позволяет в конкретных случаях предложить более эффективные вычислительные процедуры, чем те, которые пригодны для более широкого круга приложений. Применительно к электроэнергетическим системам они нашли отражение в работах [5–6].

Методика будет продемонстрирована на примере ГТС, но тот же подход может быть применен к другим производственным объектам газовой отрасли, а также к трубопроводным системам другого функционального назначения (нефте-, водо- и теплоснабжения).

## ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Показания манометров, особенно их изменения непосредственно используются в процессе оперативного управления ГТС. Резкое падение давления может быть следствием разрыва трубы, существенной утечки газа из-за сквозной трещины или свища, но может возникнуть и при выходе из строя измерительного прибора. Однако эта причина отпадает, если о нарушении целостности свидетельствуют также синхронные изменения показаний соседних манометров. Для идентификации факта нарушения целостности трубы важна лишь динамика замеров давления. В то же время по ряду причин существенный интерес представляют абсолютные значения давления. Газопроводы являются потенциально опасными промышленными объектами, и превышение разрешенного давления при эксплуатации газопровода может привести к катастрофическим послед-

ствиям. Кроме того, замеры режимных параметров служат первоосновой для идентификации коэффициентов моделей, описывающих процессы течения газа. Следовательно, поверка измерительной аппаратуры является необходимым условием адекватности моделирования режимов течения, без чего невозможно функционирование автоматизированных систем управления газотранспортными предприятиями. Определение систематической ошибки приборов в целях корректировки их показаний следует рассматривать как одну из задач теории гидравлических цепей. Авторы данной статьи не ставили перед собой задачу максимально охватить возможные приложения, но стремились продемонстрировать в целом методику, которую можно применять и к другим метрологическим проблемам.

В качестве объекта исследования выбран фрагмент двухниточного технического коридора магистральных газопроводов. Были исследованы две совокупности записей, переданных по системам телемеханики с замерных пунктов в центр управления ГТС. Одна из совокупностей содержит параметры режимов эксплуатации ГТС летом 2016 г. [7] (интервал наблюдения  $T_1^{end} \approx 10$  сут) на двухниточном участке, принципиальная схема которого представлена на рис. 1. Длина трассы – 176,9 км, пунктов замера – 9, для их нумерации используется индекс  $i$  ( $i = 1, \dots, 9$ ) (рис. 1). Пункты замера разбивают участок на 8 трубопроводных секций, каждой из которых присваивается номер начального (по на-

правлению течения) пункта  $i = 1, \dots, 9$ . Нитки работают изолированно, открыты лишь перемычки в начале и конце участка, все перемычки по трассе закрыты. Манометры и термометры расположены у каждой перемычки. Расход измеряется в конце трубопровода, на входе компрессорной станции (КС) 2.

Другая совокупность относится к 2017 г. (интервал наблюдения  $T_2^{end} \approx 29$  ч). Соответствующие семейства кривых давления представлены на рис. 2, 3 (2016 г.) и 4, 5 (2017 г.). На рис. 2 и 4 изображены функции  $p_i^I(t)$ ,  $i = 1, \dots, 9$  по нитке I, на рис. 3 и 5 – функции  $p_i^{II}(t)$ ,  $i = 1, \dots, 9$  по нитке II. Для удобства изложения принадлежность функций  $p_i^I(t)$ ,  $p_i^{II}(t)$ ,  $i = 1, \dots, 9$  к интервалу наблюдения  $T_1^{end}$  показана подстрочным индексом 1, принадлежность функций  $p_i^I(t)$ ,  $p_i^{II}(t)$ ,  $i = 1, \dots, 9$  к интервалу наблюдения  $T_2^{end}$  – подстрочным индексом 2. Как показал анализ, изменения температуры оказывают на результаты расчета существенно меньшее влияние, чем изменения давления, поэтому сведения о температурном режиме здесь опускаются.

## МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ

Для описания взаимозависимости между параметрами газового потока использовалась модель стационарного квазиизотермического течения. Рассматриваемый участок – горизонтальный, поэтому расчетная формула для простого газопровода имеет вид [8]:

$$p_s^2 - p_f^2 = c \Delta \lambda T_{aver} Z_{aver} L D^5 q^2, \quad (1)$$



## ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС



ПТК AlfaRegul предназначен как для создания систем управления крупными технологическими объектами с четким разделением по функциональным признакам, так и для распределенных систем управления с каскадным регулированием (DCS)

### ЗАДАЧИ, КОТОРЫЕ РЕШАЕТ ПТК ALFAREGUL



**Увеличение производительности предприятия** — ускорение процесса принятия решения персоналом



**Сокращение сроков выполнения и бюджета проекта** — комплексное решение на базе AlfaRegul не требует поиска множества компонентов от различных поставщиков и их стыковки между собой



**Надежность и отказоустойчивость** — многократное резервирование функциональных узлов на всех уровнях ПТК AlfaRegul



**Готовность к изменениям** — возможность менять конфигурацию узлов без остановки работы и потери производительности за счет гибкой архитектуры

### ПРЕИМУЩЕСТВА



**50 000**  
тегов на один контроллер



**100**  
контроллеров на один вычислительный узел



**50**  
APM на один вычислительный узел



**100**  
вычислительных узлов в системе

- Резервирование на каждом уровне системы
- Шина передачи данных на уровне контроллеров построена по структуре «дублированное кольцо»
- Центральное администрирование всей системы
- Удаленная настройка и загрузка конфигурации APM
- Поддержка вычислений в режиме исполнения
- Поддержка скриптов на JavaScript и Alpha.Om
- Хранение истории изменений и событий в собственной высокопроизводительной БДРВ
- События и оповещения
- Графики и тренды параметров процессов
- Поддержка протоколов семейств: OPC, МЭК, Modbus, SQL, протоколов заказчика

Премьера ПТК ALFAREGUL — на VIII Петербургском международном газовом форуме 2–5 октября 2018. КВЦ «Экспофорум», пав. F, стенд E-5



Инженерная компания  
ООО «Прософт-Системы»  
620102, г. Екатеринбург,  
ул. Волгоградская, 194а  
prosoftsystems.ru

тел.: +7 (343) 3-565-111,  
факс: +7 (343) 3-100-106  
info@prosoftsystems.ru



где  $p_s, p_f$  – значения давления в начале и конце участка, МПа;  $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;  $L, D$  – длина, м, и внутренний диаметр трубопровода, мм;  $q$  – коммерческий расход газа, м<sup>3</sup>/с;  $Z_{aver} = Z(p_{aver}, T_{aver})$  – среднее значение коэффициента сжимаемости;  $p_{aver}, T_{aver}$  – средние интегральные значения давления, МПа, и температуры, К, газа;  $c$  – константа для соблюдения размерности. Множитель  $\lambda$  является «подправленным» коэффициентом гидравлического сопротивления. Согласно отраслевому стандарту [9] при турбулентном течении:

$$\lambda = \frac{\lambda_{pipe}}{E^2} \equiv \frac{0,067 \left( \frac{2K}{D} \right)^{0,2}}{E^2},$$

где  $K$  – коэффициент шероховатости. Множитель  $E$  называется коэффициентом гидравлической эффективности и вводится в целях адаптации результатов расчетов к фактическим режимам эксплуатации. Температура  $T_{aver}$  рассчитывается в соответствии с квазиизотермической моделью норматива [9] (формулой Шухова).

Формула (1) применима не только к участку в целом, но и к каждой из секций. Для секции  $i$  она имеет вид:

$$\frac{(p_i^2 - p_{i+1}^2)}{\hat{c} \Delta K_i^{0,2} T_{aver,i} Z_{aver,i} L_i D^{-5,2} q_i^2} = E_i^{-2}, \quad (2)$$

где  $\hat{c}$  – числовой множитель, который очевидным образом связан с  $c$ . Надо иметь в виду, что от номера нитки зависят только величины  $D$  и  $q$ , разница же величин  $T_{aver}, Z_{aver}$  пренебрежимо мала. Можно считать также, что для любого  $i$  длины секций по ниткам одинаковы  $L_i^I = L_i^{II}$ . На всех участках одной нитки наблюдается равенство расходов  $q_1 = \dots = q_8 = q$  из-за отсутствия попутных отборов по рассматриваемому участку, а также равенство коэффициентов шероховатости  $K_1 = \dots = K_8 = K$  из-за того, что все трубы изготовлены по одной технологии.

Теперь в распоряжении авторов имеется достаточно средств, чтобы изложить, опуская детали, математическую постановку задачи и основную идею решения, которые в дальнейшем будут уточнены. Результаты замеров рассматриваются как векторная величина

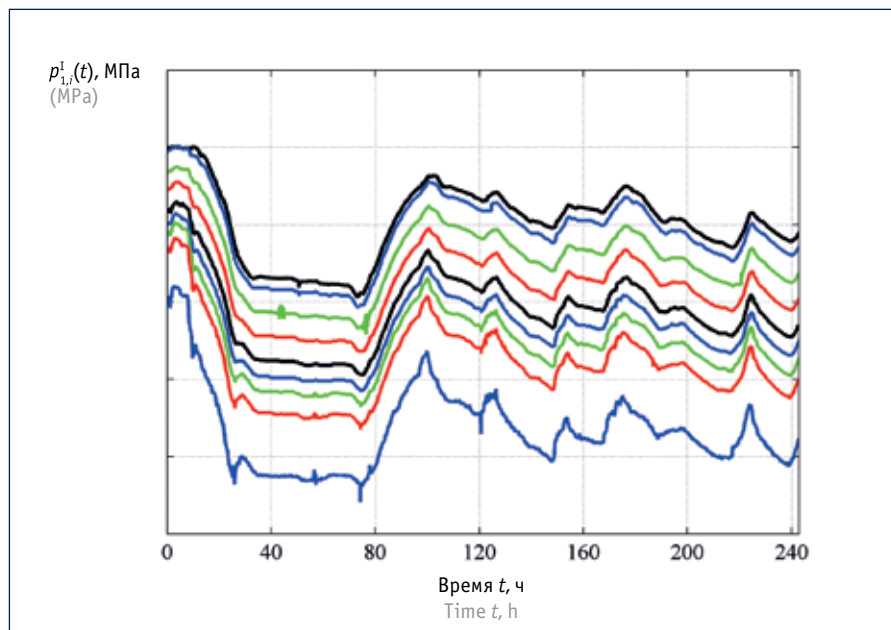


Рис. 2. Графики функций  $p_{i,1}^I(t), i = 1, \dots, 9$  – замеры давления, МПа, по нитке I на интервале наблюдения  $T_1^{end}$  (нумерация графиков сверху вниз)

Fig. 2. Plotted functions  $p_{i,1}^I(t), i = 1, \dots, 9$  – pressure surveys, МПа, in line I in observation interval  $T_1^{end}$  (top-down numbering of graphs)

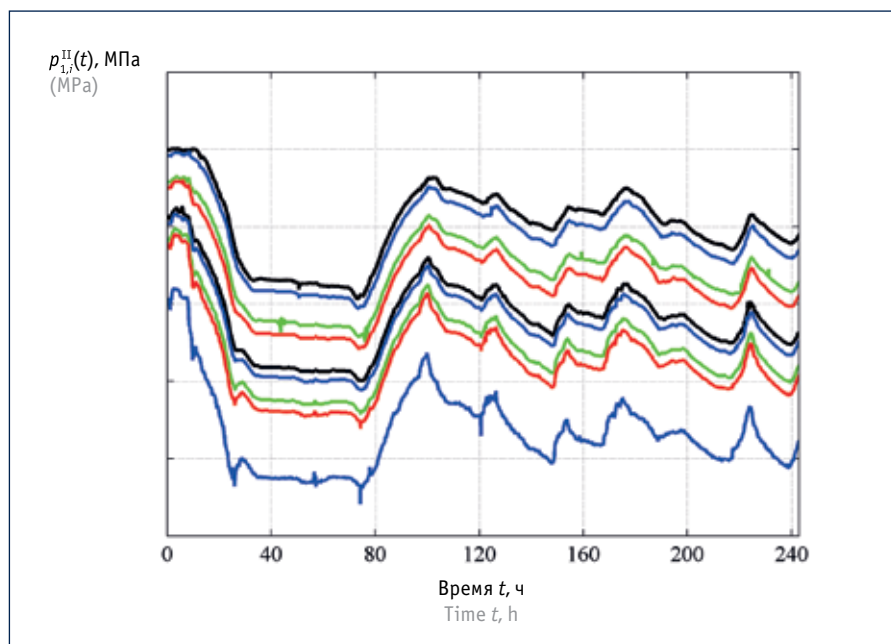


Рис. 3. Графики функций  $p_{i,1}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  – замеры давления по нитке II на интервале наблюдения  $T_1^{end}$  (нумерация графиков сверху вниз)

Fig. 3. Plotted functions  $p_{i,1}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  – pressure surveys, МПа, in line II in observation interval  $T_1^{end}$  (top-down numbering of graphs)

$p^* = p + \Delta p$ , представляющая собой сумму истинного, но неизвестного значения давления  $p$  и ошибки  $\Delta p$ . Если в соотношении (2) для  $i = 1, \dots, 9$  вместо истинных значений давления подставить результаты замеров, получим

оценки коэффициентов эффективности  $E^* = f(p^*)$ . По технологическим причинам истинные значения коэффициентов эффективности целесообразно считать равными  $E_1^I = \dots = E_8^I = E_1^{II} = \dots = E_8^{II}$ . Оценки же коэффициентов гидравлической эф-

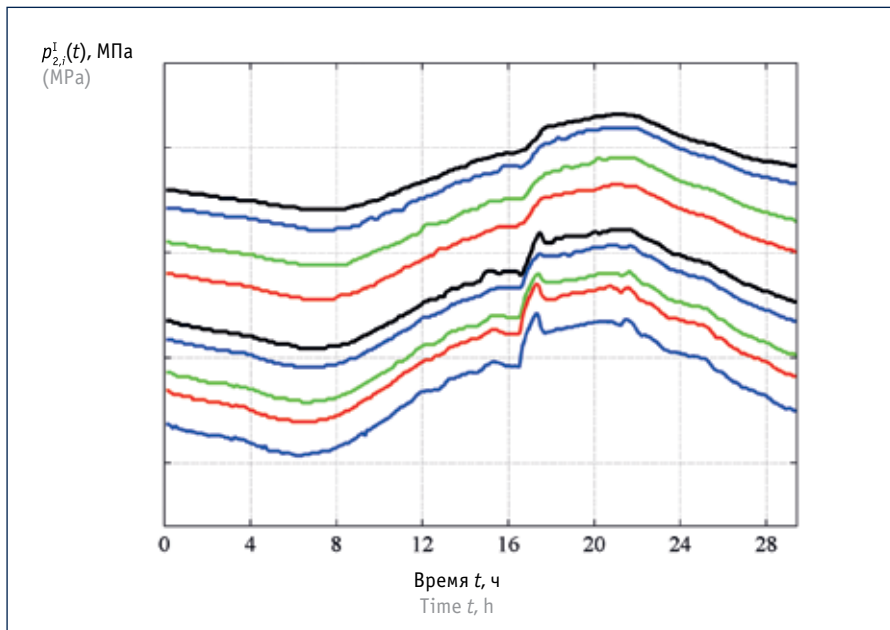


Рис. 4. Графики функций  $p_{2,i}^I(t), i = 1, \dots, 9$  – замеры давления по нитке I на интервале наблюдения  $T_2^{end}$  (нумерация графиков сверху вниз)

Fig. 4. Plotted functions  $p_{2,i}^I(t), i = 1, \dots, 9$  – pressure surveys, MPa, in line I in observation interval  $T_2^{end}$  (top-down numbering of graphs)

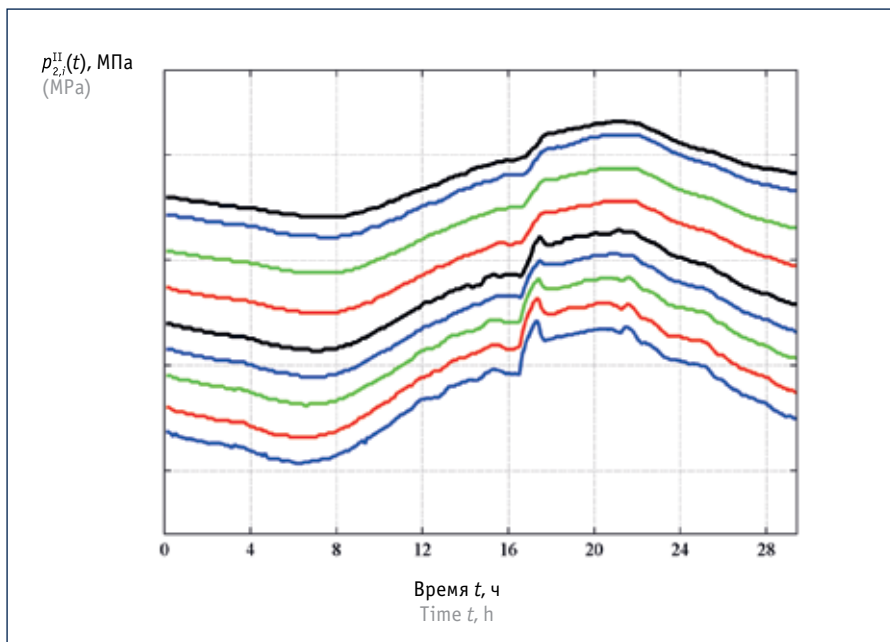


Рис. 5. Графики функций  $p_{2,i}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  – замеры давления по нитке II на интервале наблюдения  $T_2^{end}$  (нумерация графиков сверху вниз)

Fig. 5. Plotted functions  $p_{2,i}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  – pressure surveys, MPa, in line II in observation interval  $T_2^{end}$  (top-down numbering of graphs)

фективности  $E^*$  не будут равны между собой и могут существенно отличаться друг от друга. Причину этого авторы видят в наличии систематических ошибок измерения  $\Delta p$ . Авторы поставили задачу найти такие поправки  $\Delta p$ , при которых

невязка уравнений будет минимальной  $\sum_{i \in I} (p_i^* - p_i)^2 \rightarrow \min_{\Delta p}$ , где  $I$  – множество рассматриваемых компонент вектора  $p^*$ . Этот критерий является прямым следствием принципа максимального правдоподобия при условии, что

ошибки замеров  $\Delta p$  распределены по нормальному закону. Для численного решения используется идея групповой релаксации, известная из теории гидравлических цепей [10].

### АНАЛИЗ ЗАМЕРОВ ДАВЛЕНИЯ НА ИНТЕРВАЛЕ НАБЛЮДЕНИЯ $T_1^{end}$

Что касается описания вычислительных процедур, использованных для получения конкретных результатов, то для начала авторами были проанализированы функции  $p_{1,i}^I(t), p_{1,i}^{II}(t), (i = 1, \dots, 9)$  (рис. 2–3). Для удобства была введена величина  $\gamma_i = E_i^{-2}, i = 1, \dots, 8$ . В табл. 1 приведены значения  $E_i, \gamma_i, i = 1, \dots, 8$  для нитки I. Эти величины зависят от момента наблюдения  $T$ , результаты расчетов приведены для  $T = 166,7$  ч.

Из таблицы видно, что  $\gamma_8$  существенно больше остальных значений  $\gamma_i, i = 1, \dots, 7$ , отличия которых друг от друга менее значимы. Для отношений существенно больше и существенно меньше использованы обозначения  $\gg, \ll$ . Из того, что  $\gamma_8 \gg \gamma_7$  следует  $(p_{1,9}^I)^2 \ll (p_{1,8}^I)^2$ . Из рис. 2 видно, что «расстояние» между графиками функций  $p_{1,8}^I(t), p_{1,9}^I(t)$  существенно больше «расстояний» между любыми другими парами смежных функций  $p_{1,i}^I(t)$  и  $p_{1,i+1}^I(t), (i = 1, \dots, 7)$ . Такая же ситуация наблюдается и с замерами по нитке II (рис. 3). «Расстояния» между функциями  $p_{1,i}^I(t)$  и  $p_{1,i+1}^I(t)$  должны быть приблизительно пропорциональны длине секции  $L_i$ . «Расстояние» между функциями  $p_{1,8}(t)$  и  $p_{1,9}(t)$  больше других «расстояний»  $p_{1,i}(t)$  и  $p_{1,i+1}(t)$  между смежными функциями, несмотря на то что длина секции 8 минимальна  $L_8 = 12,4$  км.

В продолжение анализа на рис. 6а отмечены точки  $(x_i, \bar{\gamma}_i(t)), (i = 1, \dots, 7)$ , где  $x_i$  – координата середины секции (расстояние вдоль оси трубы от начала отсчета до середины секции);  $\bar{\gamma}_i$  – среднеинтегральное значение, вычисляемое по формуле:

$$\bar{\gamma}_i = \left( \frac{1}{T^{end}} \right) \int_0^{T^{end}} \gamma_i(t) dt.$$

Точка  $(x_8, \bar{\gamma}_8(t))$  на рисунке не изображена. Несмотря на это, различие в оценках величин  $\bar{\gamma}_i(t), i = 1, \dots, 7$  хорошо заметно. Оценки для разных  $i$  и попадают в диапазон  $[0,5; 1,4]$  для нитки I и  $[0,5; 1,6]$



Таблица 1. Величины  $E_i(T)$ ,  $\gamma_i(T)$ ,  $i = 1, \dots, 8$  для нитки I  
Table 1. Values  $E_i(T)$ ,  $\gamma_i(T)$ ,  $i = 1, \dots, 8$  for line I

№ секции, $i$ Section number, $i$	1	2	3	4	5	6	7	8
$E_i(T)$	1,40	0,96	1,0	0,94	0,86	1,14	0,88	0,43
$\gamma_i(T)$	0,51	1,05	1,0	1,14	1,36	0,77	1,28	5,47

для нитки II. Чем же вызвана такая вариабельность результатов? Физических оснований для объяснения этого эффекта авторы статьи не нашли. Коэффициенты  $\bar{\gamma}_i$  характеризуют гидравлическую эффективность секций. Местных сопротивлений из-за гидратных пробок, отложений конденсата или шлама в период наблюдения не было. Срок службы трубопровода невелик, расходы газа большие, газ хорошо подготовлен к дальнему транспорту – в таких условиях эксплуатации местные сопротивления указанного вида не образуются. В случае образования технические службы заметили бы отклонение от нормы и приняли бы меры по его ликвидации. К тому же в среднем по коридору оценки коэффициентов эффективности свидетельствуют о хорошем состоянии линейной части трубопровода. Следует также отвергнуть предположение о влиянии нестационарности процесса на качество оценок. Аккумулирующая способность труб относительно мала и при имеющей место скорости течения практически не сказывается на результатах оценивания. В этом убеждает анализ оценок  $\gamma_i$  для трех моментов времени [7]. Единственно приемлемой гипотезой о причине возникновения существенной разницы величин  $\bar{\gamma}_i(t)$ ,  $i = 1, \dots, 7$  является предположение о наличии систематических ошибок при измерении давления. Авторы обозначили результат измерения надстрочной звездочкой, тогда  $p_{1,i}^* = p_{1,i} + \Delta p_i$  где  $\Delta p_i$  – систематическая ошибка. Рис. 6а показывает,

что наиболее правдоподобными гипотезами для нитки I будут  $\Delta p_1^I \neq 0$  и  $\Delta p_6^I \neq 0$  (следует учесть, что если  $\gamma_i > \gamma_{i+1}$ , то  $0,5(p_i^{*2} + p_{i+2}^{*2}) > p_{i+1}^{*2}$ ;  $i = 1, \dots, 7$ ). При этом  $p_{1,1}^{I*} = p_{1,1}^I + \Delta p_1^I$ ,  $\Delta p_1^I < 0$ ,  $p_{1,6}^{I*} = p_{1,6}^I + \Delta p_6^I$ ,  $\Delta p_6^I < 0$ . Из рис. 6а видно, что больший разброс величин  $\bar{\gamma}_i$  характерен для нитки II. Естественно считать, что из ряда выбиваются замеры давления в пунктах 1, 3, 4. Кроме того, целесообразно исследовать вариант, когда поправки вводятся ко всем замерам.

### ОЦЕНКА СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ОШИБОК

В рамках оценки систематических ошибок авторами решены две расчетные задачи: вариант 1 – оценка  $\Delta p_1^I$ ,  $\Delta p_3^I$ ,  $\Delta p_4^I$ , а также  $\Delta p_1$  и  $\Delta p_9$ , общих для обеих ниток; вариант 2 – оценка  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2^I$ ,  $\Delta p_3^I$ ,  $\Delta p_4^I$ ,  $\Delta p_5^I$ ,  $\Delta p_6^I$ ,  $\Delta p_7^I$ ,  $\Delta p_8^I$ ,  $\Delta p_9$ . Для решения этих задач был применен алгоритм параметрической идентификации систем газоснабжения [11–13], изначально предназначенный для оценки эмпирических параметров модели ГТС (коэффициентов гидравлической эффективности линейных участков, коэффициентов технического состояния силового оборудования и т. д.). Однако, если в модель идентификации наряду с эмпирическими коэффициентами модели ввести систематические ошибки измерений, вычислительная процедура принципиально не изменится – увеличится только размерность вектора оцениваемых параметров. Авторами была применена процедура параметрической идентификации для

одновременного оценивания коэффициентов гидравлической эффективности  $E_i^I, E_i^{II}$ ,  $i = 1, \dots, 8$ , которые исходя из технологических причин целесообразно считать равными  $E_i^I = \dots = E_8^I = E_i^{II} = \dots = E_8^{II}$ , и систематических ошибок измерения. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Расчеты, выполненные с использованием оценок варианта 1, привели к значениям  $\bar{\gamma}_i$  показанным пунктиром на рис. 6б. Из рисунка видно, что в варианте 1 учет систематических ошибок привел к улучшению первоначальной ситуации (см. рис. 6а): разброс  $\bar{\gamma}_i$  уменьшился. Тем не менее изменения  $\bar{\gamma}_i$  при переходе от одной секции к другой вряд ли можно считать незначительными. Для нитки I заметно отличается от остальных значение  $\bar{\gamma}_7$ . Для нитки II ситуация хуже: довольно резкие изменения имеют место при переходах  $\bar{\gamma}_4 \rightarrow \bar{\gamma}_5 \rightarrow \bar{\gamma}_6 \rightarrow \bar{\gamma}_7 \rightarrow \bar{\gamma}_8$ , наблюдается также рост  $\bar{\gamma}_i$  при переходе от 2-й секции к 4-й.

Полученные результаты позволяют выдвинуть гипотезу о наличии (помимо учтенных в варианте 1) систематических ошибок  $\Delta p_1^I$  и  $\Delta p_2^I, \Delta p_3^I, \Delta p_8^I$ . Введя эти коррективы (вариант 2) в модель идентификации, авторы получили оценки, приведенные в нижней строке табл. 2. Соответствующие им значения  $\bar{\gamma}_i$  показаны на рис. 6б (сплошные линии – 3 и 4). На рис. 7 представлены функции  $p_{1,i}^{II}(t) = p_{1,i}^{II*} - \Delta p_{1,i}^{II}$ ,  $i = 1, \dots, 9$ . Результаты расчета, представленные в табл. 2, показывают, что абсолютные значения систематических ошибок  $\Delta p_2^I, \Delta p_3^I, \Delta p_5^I, \Delta p_7^I, \Delta p_8^I$  являются достаточно существенными. Учет их в модели течения газа позволяет значительно снизить разброс значений  $\bar{\gamma}_i$ , перейти от ломаных 1, 2 (рис. 6б) к ломаным 3, 4. Разброс значений  $\bar{\gamma}_i$  для каждой из ниток в варианте 2 вполне можно объяснить случайными факторами. Поправка замеров  $p_{1,i}^{II*}$  на величину системати-

Таблица 2. Оценки систематических ошибок и коэффициентов гидравлической эффективности для периода наблюдений  $T_1^{end}$   
Table 2. Systematic error estimations and hydraulic efficient factors for observation interval  $T_1^{end}$

Оцениваемые параметры Estimated parameters	$E_i^I, E_i^{II}$	$\Delta p_1$ , МПа (MPa)	$\Delta p_2^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_3^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_4^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_5^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_6^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_7^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_8^I$ , МПа (MPa)	$\Delta p_9$ , МПа (MPa)
Вариант 1 Modification1	1,0016	-0,0873	-	-0,0369	0,0452	-	-0,0303	-	-	-0,3475
Вариант 2 Modification2	0,9929	-0,1032	-0,0171	-0,0439	0,0427	-0,0291	-0,0262	0,0283	0,0329	-0,3334

# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**16-17 апреля 2019**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

19-я международная выставка

## НЕФТЕГАЗ-2019



**15-18 апреля 2019**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Реклама

12+



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР  
международные выставки и конгрессы  
МОСКВА

Messe  
Düsseldorf



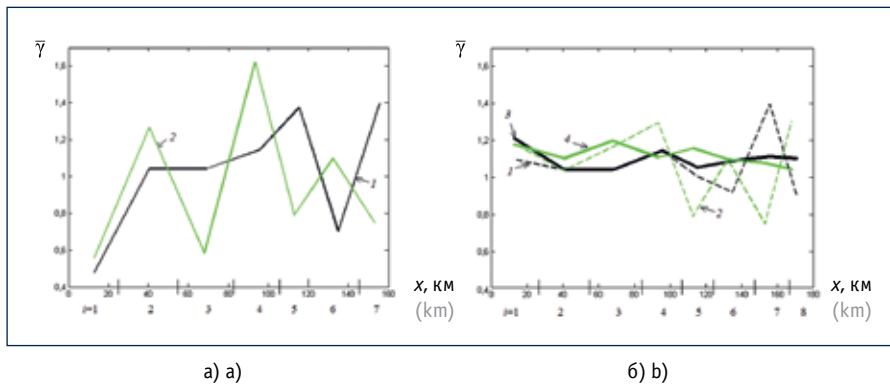


Рис. 6. Средние интегральные величины  $\bar{p}_i$ :

а)  $\bar{p}_i, i = 1, \dots, 7$  до устранения систематических ошибок: 1 – нитка I; 2 – нитка II;

б)  $\bar{p}_i, i = 1, \dots, 8$  после устранения систематических ошибок: 1, 3 – нитка I; 2, 4 – нитка II;

1, 2 – вариант 1; 3, 4 – вариант 2

Fig. 6. Average integrated quantity :

а)  $\bar{p}_i, i = 1, \dots, 7$  prior systematic error elimination: 1 – line I; 2 – line II;

б)  $\bar{p}_i, i = 1, \dots, 8$  post systematic error elimination: 1, 3 – line I; 2, 4 – line II; 1, 2 – version 1;

3, 4 – version 2

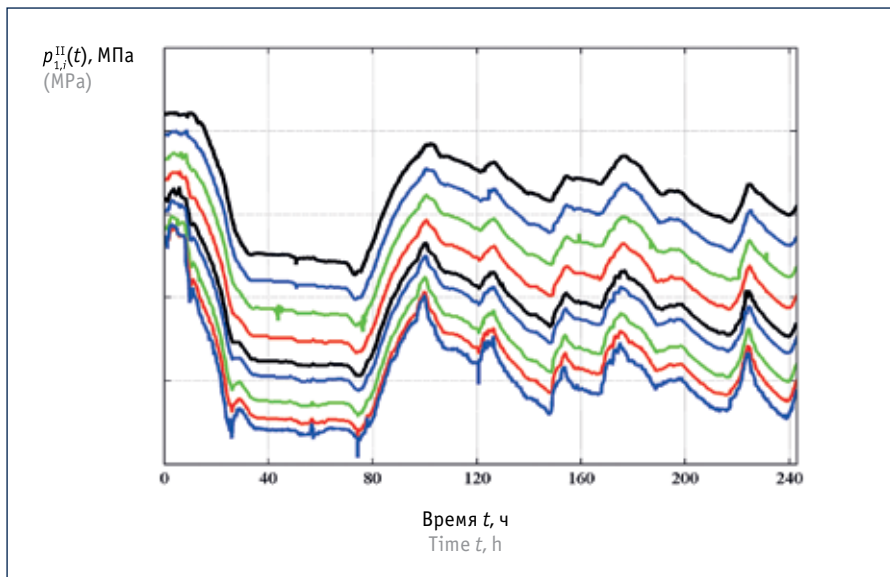


Рис. 7. Графики функций  $p_{1,i}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  после устранения систематических ошибок (нумерация графиков сверху вниз)

Fig. 7. Plotted functions  $p_{1,i}^{II}(t), i = 1, \dots, 9$  post systematic error elimination (top-down numbering of graphs)

ческих ошибок  $\Delta p_{1,i}^{II}$  позволяет ввести «расстояния» между функциями  $p_{1,i}^{II}(t)$  и  $p_{1,i+1}^{II}(t)$  в рамки (рис. 7), которые не вызывают возражений и с достаточной для практики точностью оказываются пропорциональными длине секций  $L_i$ .

Полученные оценки коэффициентов гидравлической эффективности  $E_i^I, E_i^{II}$ , представленные в табл. 2, подтверждают сделанное предположение о хорошем техническом состоянии линейных участков ГТС.

### ОБРАБОТКА ЗАМЕРОВ ДАВЛЕНИЯ НА ИНТЕРВАЛЕ НАБЛЮДЕНИЯ $T_2^{end}$

Сравнение рис. 2, 3 и 4, 5 показывает, что состояние метрологического оборудования в 2017 г. (2-я серия замеров) существенно отличается от состояния за год до этого, в 2016 г. (1-я серия замеров). «Расстояния» между графиками функций  $p_{2,8}^I(t)$  и  $p_{2,9}^I(t)$  (рис. 4),  $p_{2,8}^{II}(t)$  и  $p_{2,9}^{II}(t)$  (рис. 5) теперь незначительно отличаются от «расстояний» между любыми другими парами смежных функций. Теперь предположение, что «расстояния» между функциями  $p_{2,8}^I(t)$  и  $p_{2,9}^I(t)$ ,  $p_{2,8}^{II}(t)$  и  $p_{2,9}^{II}(t)$  соразмерны с длиной секции 8, не вызывает возражений. Причиной этого, вероятно, является замена и/или калибровка манометра в узле 9.

Что касается замеров давления в остальных узлах системы, то по рис. 4–5 видно, что ситуация улучшилась. Чтобы подтвердить это предположение, авторы провели расчет, применив процедуру параметрической идентификации для оценки величин  $E_i^I, E_i^{II}, \Delta p_1, \Delta p_2^{II}, \Delta p_3^{II}, \Delta p_4^{II}, \Delta p_5^{II}, \Delta p_6^I, \Delta p_7^I, \Delta p_8^{II}, \Delta p_9$ , используя замеры режимных параметров за период времени  $T_2^{end}$ . Результаты расчета представлены в табл. 3.

Результаты расчетов показывают, что ГТС, как и прежде, поддерживается в хорошем техническом состоянии – коэффициент гидравлической эффективности равен 1,08. Оценка систематической ошибки  $\Delta p_9$  значительно уменьшилась (в 8,5 раз). Также уменьшились по модулю значения  $\Delta p_3^{II}$  и  $\Delta p_5^{II}$ . Остальные значения систематических ошибок практически не изменились. Отличия наблюдаются в третьем-четвертом знаках после запятой, что не выходит за пределы точности вычислений. Максимальная систематическая ошибка соответствует узлу 1 и, как и прежде, составляет 0,1 МПа.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложена методика диагностики измерительной аппаратуры, основанная на процедуре параметри-

Таблица 3. Оценки систематических ошибок и коэффициентов гидравлической эффективности для периода наблюдений  $T_2^{end}$   
Table 3. Systematic error estimations and hydraulic efficient factors for observation interval  $T_2^{end}$

$E_i^I, E_i^{II}$	$\Delta p_1$ , МПа (МПа)	$\Delta p_2^{II}$ , МПа (МПа)	$\Delta p_3^{II}$ , МПа (МПа)	$\Delta p_4^{II}$ , МПа (МПа)	$\Delta p_5^{II}$ , МПа (МПа)	$\Delta p_6^I$ , МПа (МПа)	$\Delta p_7^I$ , МПа (МПа)	$\Delta p_8^{II}$ , МПа (МПа)	$\Delta p_9$ , МПа (МПа)
1,0843	-0,1026	-0,0093	0,0126	0,0456	-0,0176	-0,0227	0,0210	0,0356	-0,0391

ческой идентификации и рассчитанная на применение в процессе эксплуатации трубопроводной системы. Идейная сторона методики продемонстрирована на примере двухниточного коридора магистральных газопроводов. Процедура предполагает обработку замеров взаимосвязанных режимных параметров газового потока, полученных с помощью штатных измеритель-

ных приборов, и не требует установки дополнительного диагностического оборудования. Численные расчеты подтвердили работоспособность предлагаемой методики при обработке записей реальных телеметрических измерений. Внедрение методики в программные комплексы моделирования трубопроводных систем позволит своевременно обнаруживать систематические ошиб-

ки измерений режимных параметров и вносить соответствующие поправки в исходные данные для расчетов. Реализация методики в производственной практике даст возможность идентифицировать факты злоумышленного искажения информации – несанкционированного вмешательства в оперативное управление трубопроводными системами.

#### Литература:

1. Timashev S., Bushinskaya A. *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. Springer, 2016. 420 p.
2. Kang K.H. Estimation of State Space Models with Endogenous Markov Regime Switching Parameters // *Econometrics journal*. 2014. Vol. 17. No. 1. P. 56–82.
3. Chang Y., Choi Y., Park J.Y. A New Approach to Model Regime Switching // *Journal of Econometrics*. 2017. Vol. 196 (1). P. 127–143.
4. Torres L., Besançon G., Navarro A., Begovich O., Georges D. Examples of Pipeline Monitoring with Nonlinear Observers and Real-Data Validation // *Proceedings of the 8th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices* [Электронный источник]. Режим доступа: [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/43/052/43052897.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/43/052/43052897.pdf) (дата обращения: 20.09.2018).
5. Zhu J., Abur A. Identification of Network Parameter Errors // *IEEE Transactions of Power Systems*. 2006. Vol. 21. No. 2. P. 586–592.
6. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Гурина Л.А. Анализ надежности результатов оценивания состояния по данным PMU при кибератаках на WAMS // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. 2015. Вып. 66. С. 231–237.
7. Сухарев М.Г., Косова К.О. Методика поверки измерительной аппаратуры в процессе эксплуатации магистральных газопроводов и их систем // *Труды Российского гос. ун-та нефти и газа имени И.М. Губкина*. 2017. № 2 (287). С. 103–114.
8. Сухарев М.Г., Самойлов Р.В. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 397 с.
9. СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/49/49848/> (дата обращения: 20.09.2018).
10. Новицкий Н.Н. *Оценивание параметров гидравлических цепей*. Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1998. 213 с.
11. Сухарев М.Г., Косова К.О. Идентификация параметров в моделях систем газоснабжения (метод и вычислительный эксперимент) // *Труды см. п. 7 нефти и газа имени И.М. Губкина*. 2014. № 3. С.60–68.
12. Сухарев М.Г., Косова К.О. Метод и компьютерные эксперименты по идентификации систем газоснабжения // *Труды XIV Всеросс. научн. семинара «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем»*. 2014. С. 319–330.
13. Сухарев М.Г., Косова К.О. Распознавание уровня работоспособности объектов системы газоснабжения по диспетчерской информации // *Мат-лы Междунар. науч. семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»*. 2016. С. 110–119.

#### References:

1. Timashev S., Bushinskaya A. *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. Springer, 2016. 420 p.
2. Kang K.H. Estimation of State Space Models with Endogenous Markov Regime Switching Parameters. *Econometrics journal*, 2014, Vol. 17, No. 1, P. 56–82.
3. Chang Y., Choi Y., Park J.Y. A New Approach to Model Regime Switching. *Journal of Econometrics*, 2017, Vol. 196 (1), P. 127–143.
4. Torres L., Besançon G., Navarro A., Begovich O., Georges D. Examples of Pipeline Monitoring with Nonlinear Observers and Real-Data Validation. *Proceedings of the 8th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices* [Electronic source]. Access mode: [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/43/052/43052897.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/43/052/43052897.pdf) (access date – September 20, 2018).
5. Zhu J., Abur A. Identification of Network Parameter Errors. *IEEE Transactions of Power Systems*, 2006, Vol. 21, No. 2, P. 586–592.
6. Kolosok I.N., Korkina E.S., Gurina L.A. Vulnerability Analysis of the State Estimation Problem Based on PMU Data under Cyber Attacks on WAMS. *Methodical research questions of the large-scale power systems reliability*, 2015, Vol. 66, P. 231–237 (in Russian).
7. Sukharev M.G., Kosova K.O. Method of Pressure Gages Calibration while Pperation of Gas Mains and Their Systems. *Trudy rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina = Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2017, No. 2 (287), P. 103–114. (In Russian)
8. Sukharev M.G., Samoylov R.V. Analysis and Control of Steady and Non-Steady Flow of Gas Transport. Moscow, Publishing center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2016, 397 p. (In Russian)
9. Organization Standard (STO) Gazprom 2-3.5-051-2006. Production Engineering Standard of Gas Main Pipeline [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/49/49848/> (access date – September 20, 2018). (In Russian)
10. Novitsky N.N. *Hydraulic Circuits Parametrization*. Novosibirsk, Nauka, the RAS Siberian branch, 1998, 213 p. (In Russian)
11. Sukharev M.G., Kosova K.O. Identifying Parameters in Gas Supply Systems Models (Method and Computer Experiment). *Trudy rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina = Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2014, No. 3, P. 60–68. (In Russian)
12. Sukharev M.G., Kosova K.O. Method and Computer Experiments for Identification of Gas Supply Systems. *Proceedings of XIV All-Russian Research Workshop “Mathematical Models and Methods of the Analysis and Optimal Synthesis of the Developing Pipeline and Hydraulic Systems”*, 2014, P. 319–330. (In Russian)
13. Sukharev M.G., Kosova K.O. Identification of Operable State Operability Level of Gas Supply System Object by Dispatching Information. In *Materials of the International Science Workshop “Methodical Research Questions of the Large-Scale Power Systems Reliability”*, 2016, P. 110–119. (In Russian)