

УДК 622.692.48-047.44  
DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4470

## Влияние конвективного усиления на аэроакустические колебания в магистральном газопроводе

А.В. Ямкин<sup>1✉</sup>, М.А. Ямкин<sup>2</sup>, М.А. Бубенчиков<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Томск», Россия, г. Томск

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Россия, г. Санкт-Петербург

✉ A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

### Аннотация

**Актуальность** исследования обусловлена возрастающими требованиями к надежности и безопасности магистральных газопроводов. Одним из перспективных методов, обеспечивающих соблюдение этих требований, является оснащение газопроводов системами аэроакустического мониторинга. Данные системы позволяют обнаруживать утечки и механические воздействия на трубу путем регистрации аэроакустических колебаний, распространяющихся в транспортируемом газе. При этом остается актуальным вопрос повышения точности таких систем за счет более полного учета влияния потока газа на аэроакустические колебания, в том числе за счет учета влияния эффекта конвективного усиления. Данный эффект выявлен при исследованиях распространения аэроакустических колебаний в воздухопроводах, турбинах, а также при исследованиях распространения звука от движущихся самолетов и скоростных поездов, но не описан применительно к газопроводам. В данной статье приведены экспериментальные данные, подтверждающие влияние конвективного усиления на амплитуду аэроакустических колебаний в магистральном газопроводе, приведено количественное описание влияния данного эффекта, а также показана возможность повышения точности систем аэроакустического мониторинга за счет учета конвективного усиления. **Цель:** подтверждение наличия эффекта конвективного усиления при распространении аэроакустических колебаний в магистральном газопроводе. **Объект:** линейная часть магистрального газопровода. **Методы:** использование системы аэроакустического мониторинга газопроводов для регистрации аэроакустических колебаний при движении очистного внутритрубного устройства и при имитации утечек; сравнение амплитуды аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх и вниз по течению транспортируемого газа в газопроводе. **Результаты.** Экспериментально подтверждено наличие эффекта конвективного усиления амплитуды аэроакустических колебаний, возникающих в газопроводе при движении внутритрубного устройства и имитации утечек; приведена количественная оценка влияния конвективного усиления на амплитуду и отношение сигнал/шум аэроакустических колебаний; приведен примерный расчет, показывающий влияние эффекта конвективного усиления на точность определения линейной координаты источника акустических колебаний в газопроводе. **Выводы.** При распространении аэроакустических колебаний вверх по течению газа их амплитуда выше, чем при распространении вниз по течению газа, на одинаковом расстоянии от источника. Величина в разнице амплитуд сопоставима с величиной конвективного усиления в количественном выражении. Учет эффекта конвективного усиления повышает точность определения линейной координаты источника акустических колебаний в газопроводе.

**Ключевые слова:** Конвективное усиление, магистральный газопровод, аэроакустический мониторинг, аэроакустические колебания, линейные координаты.

**Для цитирования:** Ямкин А.В., Ямкин М.А., Бубенчиков М.А. Влияние конвективного усиления на аэроакустические колебания в магистральном газопроводе // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 94–107. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4470

---

UDC 622.692.48-047.44

DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4470

## Influence of convective amplification on aeroacoustics oscillations in main gas pipeline

Alexander V. Yamkin<sup>1✉</sup>, Maxim A. Yamkin<sup>2</sup>, Mikhail A. Bubenchikov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom transgaz Tomsk LLC, Tomsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation

✉ A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

### Abstract

**The relevance.** Increasing requirements for reliability and safety of gas pipelines. One of the promising methods to ensure compliance with these requirements is to equip gas pipelines with aeroacoustics monitoring systems. These systems make it possible to detect leaks and mechanical impacts on a pipe by registering aeroacoustics oscillations, propagating in the transported gas. At the same time, the issue of improving the accuracy of such systems remains relevant. It can be achieved by better consideration of a gas flow impact on aeroacoustics oscillations, taking into account the effect of convective amplification. This effect was revealed in studies of propagation of aeroacoustics oscillations in air ducts, turbines, as well as in studies of sound propagation from moving aircraft and high-speed trains. But it has not been described in relation to gas pipelines. This article presents experimental data confirming the convective amplification impact on the amplitude of aeroacoustics oscillations in the main gas pipeline, quantitative description of influence of this effect. The paper demonstrates the possibility of improving the accuracy of aeroacoustics monitoring systems, taking into account the convective amplification.

**The main aim.** Confirm the presence of the convective amplification effect while the aeroacoustics oscillations propagating in the main gas pipeline. **Object.** A linear part of the main gas pipeline. **Methods.** Use of the aeroacoustics monitoring system for registration of aeroacoustics oscillations in the gas pipeline during the movement of a cleaning gauge and at leaks simulation; comparison of the amplitude of aeroacoustics oscillations, propagating up and down the transported gas. **Results.** The authors confirmed in field experiments the presence of the convective amplification effect during the cleaning gauge movement and leaks simulating. They carried out a quantitative assessment of the convective amplification influence on the aeroacoustics oscillations amplitude. The paper introduces the example of the convective amplification impact on the accuracy of the source of acoustic oscillations location in a gas pipeline. **Conclusions.** When propagating upstream of the gas the aeroacoustics oscillations amplitude is higher than when propagating downstream of the gas at the same distance from the source. The value in the amplitude difference is comparable to the value of the convective amplification in quantitative terms. Taking into consideration of the convective amplification effect improves the accuracy of determining the linear coordinate of the acoustic oscillations source in the gas pipeline.

**Keywords:** Convective amplification, main gas pipeline, aeroacoustics monitoring, aeroacoustics oscillations, linear coordinates.

**For citation:** Yamkin A.V., Yamkin M.A., Bubenchikov M.A. Influence of convective amplification on aeroacoustics oscillations in main gas pipeline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 94–107. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4470

### Введение

Одним из перспективных методов, обеспечивающих надежность функционирования газотранспортных систем, является их оснащение системами дистанционного мониторинга. Данные системы позволяют выявлять утечки и несанкционированные воздействия на газопроводе, а также обеспечивать мониторинг местоположения внутритрубных устройств. В последнее время большое внимание уделяется аэроакустическим системам мониторинга газопроводов (АЭСМ), осуществляющих регистрацию аэроакустических колебаний, которые возникают в ходе вышеуказанных процессов.

Обеспечение максимально возможной точности определения местоположения источника возникновения аэроакустических колебаний (АЭК) является основной задачей производителей АЭСМ. Одним из наиболее перспективных методов решения этой задачи является определение линейной координаты источника АЭК на основе анализа амплитуд аэроакустического сигнала, зарегистрированного акустическими датчиками АЭСМ, расположенными выше и ниже по течению относительно этого источника. При этом не учитывается влияние конвективного усиления на АЭК. В настоящей статье приведены экспериментальные данные, показыва-

ющие влияние эффекта конвективного усиления на АЭК в газопроводе, и показана возможность повышения точности определения линейной координаты источника АЭК в газопроводе за счет учета влияния этого эффекта.

#### Актуальность

Строительство новых высокопроизводительных газопроводов для транспортировки природного газа реализуется на основе передовых технических решений, обеспечивающих необходимую надежность и безопасность их функционирования [1]. Одним из основных методов обеспечения надежности газопроводов является внедрение эффективных систем мониторинга, позволяющих обнаруживать утечки и механические воздействия на стенку трубы. Следует отметить, что утечки природного газа успешно определяются лазерными детекторами метана при облетах трассы беспилотными летательными аппаратами или переносными детекторами при объездах газопроводов специалистами линейно-эксплуатационной службы организаций, эксплуатирующих газопроводы. Однако данные методы, несмотря на их существенное преимущество в части стоимости оборудования, простоты выполнения и отсутствия необходимости в проведении строительно-монтажных работ для их реализации, не обеспечивают постоянный мониторинг газопроводов в режиме онлайн. В связи с этим особое внимание уделяется системам мониторинга, осуществляющим регистрацию аэроакустических колебаний [2], которые возникают при утечках и механических воздействиях на стенку трубы. По мнению ряда авторов, такие системы являются наиболее эффективным, так как обеспечивают обнаружение утечек и механических воздействий в режиме реального времени с высокой чувствительностью и точностью, а также имеют низкий уровень ложных срабатываний [2, 3]. АЭК распространяются по транспортируемому газу в виде волн динамического или звукового давления [2]. Амплитуда АЭК прямо пропорционально зависит от скорости истечения газа из утечки и флуктуации давления в области механических воздействий на стенку газопровода [2].

В соответствии с [4] распространение АЭК в газопроводе, описывается формулой:

$$p(x) = \left[ C_1 \exp\left(-\frac{a+\xi M+jk}{1+M} x\right) + C_2 \exp\left(+\frac{a+\xi M+jk}{1-M} x\right) \right] e^{j\omega t},$$

где  $p$  – амплитуда аэроакустических колебаний (величина динамического давления) в газопроводе, кПа;  $C_1$  и  $C_2$  – неопределенные коэффициенты;  $a$  – коэффициент затухания аэроакустического сигнала с расстоянием, Дб/м;  $x$  – расстояние, пройденное аэроакустической волной, м;  $\xi = F/2D$ , где  $F = f(Re)$ ;

$F$  – число Фруда;  $Re$  – число Рейнольдса;  $Re = UD\rho_0/\mu$ , где  $U$  – скорость потока газа, м/с;  $D$  – диаметр газопровода, м;  $\rho_0$  – плотность природного газа, кг/м<sup>3</sup>;  $k$  – волновое число,  $k = \omega/c$ ;  $\omega$  – угловая частота, рад/с;  $c$  – фазовая скорость аэроакустической волны, м/с;  $M$  – число Маха, определяемое по формуле:

$$M = v/c,$$

где  $v$  – скорость течения газа на контролируемом участке газопровода, м/с;  $c$  – скорость распространения звука в газе, м/с.

Вывод данной модели из базового уравнения акустических волн представлен в работе [4].

Обеспечение максимально возможной точности определения местоположения источника возникновения АЭК при утечках и механических воздействиях является одной из главных задач производителей АЭСМ. На сегодня для решения этой задачи применяются два основных метода [5, 6]:

- 1) расчет линейной координаты источника АЭК на основе разницы во времени регистрации сигнала парой акустических датчиков АЭСМ, расположенных выше и ниже по течению газа относительно источника колебаний;
- 2) расчет линейной координаты источника АЭК на основе разницы в величине амплитуд акустического сигнала, зарегистрированных парой акустических датчиков АЭСМ, расположенных выше и ниже по течению газа относительно источника колебаний.

Наиболее распространенным является первый метод [7]. По мнению ряда исследователей, основным ограничением данного метода является необходимость GPS-синхронизации времени измерительного оборудования при определении разницы во времени датчиками АЭСМ [4, 7]. Кроме этого, при использовании первого метода необходимо точное определение текущей скорости звука в газе при его распространении вверх и вниз по течению газа на участке газопровода между парой акустических датчиков в момент утечки [4, 8]. Длина такого участка может составлять 20–30 км [4]. При этом общеизвестно, что скорость распространения звука в газе зависит от температуры, давления, плотности и состава газа. Указанные параметры газа могут различаться в разные моменты времени на разных участках газопровода [4, 8]. В связи с этим для повышения точности расчета текущей скорости звука в газе ряд исследователей считают необходимым помимо аэроакустических датчиков устанавливать на газопровод в составе АЭСМ дополнительные термометры, манометры и плотнометры в точках установки этих датчиков [4, 9]. Это снижает надежность таких АЭСМ, а также обуславливает высокую стоимость и сложность их монтажа, настройки и обслуживания.

Второй метод наиболее подробно описан в работах [4, 5, 7]. Данный метод основан на расчете линейной координаты на основе разницы в величине амплитуд аэроакустического сигнала, зарегистрированных акустическими датчиками АЭСМ, расположенными выше и ниже по течению газа относительно источника колебаний. Этот метод в значительной степени лишен недостатков, в отличие от первого метода, так как не зависит от точности времени регистрации сигнала акустическими датчиками АЭСМ [6]. Кроме этого, в соответствии с работами [4, 7], его точность в меньшей степени зависит от точности определения скорости звука. В соответствии с работами [4, 5] в основе данного метода лежит формула:

$$x = (\ln(p_2/p_1) + (\alpha^+) * L) / ((\alpha^+) + (\alpha^-)), \quad (1)$$

где  $x$  – расстояние между источником АЭК и датчиком АЭСМ с известной линейной координатой, расположенным выше по течению газа относительно этого источника, м;  $p_1$  – амплитуда АЭК, измеренная аэроакустическим датчиком, расположенным выше по течению газа относительно источника АЭК, кПа;  $p_2$  – амплитуда АЭК, измеренная акустическим датчиком, расположенным ниже по течению газа относительно источника АЭК, кПа;  $L$  – расстояние между аэроакустическими датчиками, расположенными выше и ниже по течению газа относительно источника АЭК, м;  $(\alpha^-)$  – коэффициент затухания АЭК в зависимости от расстояния при распространении данного сигнала вверх по течению газа в газопроводе, Дб/м;  $(\alpha^+)$  – коэффициент затухания АЭК в зависимости от расстояния при распространении данного сигнала вниз по течению газа в газопроводе, Дб/м. Коэффициенты  $(\alpha^+)$  и  $(\alpha^-)$  определяют экспериментально на основе сравнения амплитуд акустического сигнала в разных точках газопровода по мере удаления сигнала от источника его возникновения либо находят по формулам, приведенным в [5, 7].

На основе известного расстояния « $x$ » рассчитывают линейную координату  $S$  источника АЭК по формуле:

$$S = b + x, \quad (2)$$

где  $b$  – линейная координата датчика АЭСМ, расположенного выше по течению относительно источника акустических колебаний, м.

Несмотря на большое количество опубликованных результатов исследований как по первому, так и по второму методам, считается, что дальнейшее развитие данных методов связано с более глубоким изучением влияния потока газа на аэроакустические сигналы [4, 7]. В частности, в работах [10–13] описан эффект конвективного усиления аэроакустических колебаний при их распространении против потока среды, выявленный при исследованиях

аэроакустических колебаний в воздуховодах, в турбинах, а также при исследованиях распространения звука от движущихся самолетов и скоростных поездов. Данный эффект заключается в конвективном усилении (увеличении) амплитуды аэроакустического сигнала, распространяющегося против потока среды, в которой он распространяется. За счет этого на одинаковом расстоянии от источника акустических колебаний при прочих равных условиях амплитуда аэроакустического сигнала, распространяющегося вверх по течению среды, выше амплитуды сигнала, распространяющегося вниз по течению среды [10, 14, 15]. Следовательно, результаты линейной координаты источника АЭК, полученные на основе разницы амплитуд аэроакустического сигнала, распространяющегося вверх и вниз по течению газа, без учета данного эффекта, могут быть менее точными, чем при учете эффекта конвективного усиления. Учитывая, что описание эффекта конвективного усиления применительно к газопроводам в открытой печати авторам не встречалось, данная статья посвящена экспериментальному подтверждению влияния эффекта конвективного усиления на амплитуду аэроакустических сигналов, распространяющихся по транспортируемому газу в магистральном газопроводе. Цель данной работы – выявление наличия эффекта конвективного усиления путем сравнения амплитуд АЭК, возникающих при утечках и механических воздействиях на стенку трубы и распространяющихся вверх и вниз по течению газа в магистральном газопроводе, а также учет этого эффекта в количественном выражении при определении линейной координаты источника АЭК.

## Методы

Сравнивались амплитуды акустических колебаний, возникающих в магистральном газопроводе при механических воздействиях на стенку трубы при движении очистного поршня (внутритрубного устройства – ВТУ) и при имитации утечек. Для регистрации акустических колебаний использовалась отечественная АЭСМ, регистрирующая АЭК в частотном диапазоне до 20 Гц. Общая длина участка, на котором проводились исследования, составляла 42 км, диаметр газопровода – 1000 мм, давление газа – 2,8 МПа, температура газа – в среднем 7,2 °С, расход газа составлял в среднем 316540 н.м<sup>3</sup>/ч, скорость звука в газе на контролируемом участке в среднем составляла 397 м/с, скорость движения газа – в среднем 12 м/с. Контролируемый участок газопровода имел равный диаметр на всем протяжении, газопроводы-отводы на данном участке отсутствовали.

АЭСМ представляла собой распределенную систему сбора данных, построенную на основе аэроакустических датчиков, и условно состояла из двух

частей – линейной и диспетчерской. Линейная (полевая) часть была представлена подсистемой регистрации аэроакустических сигналов и подсистемой предварительной обработки и передачи данных. Диспетчерская часть была представлена подсистемой обработки и визуализации данных, а также подсистемой для управления АЭСМ.

Подсистема регистрации состояла из 20 аэроакустических датчиков (АД) и обеспечивала преобразование аэроакустических сигналов в электрические сигналы. Подробное описание устройства и принципа работы таких датчиков представлено в [7]. Указанные датчики устанавливались на газопроводе на расстояниях от 7 до 40 км друг от друга путем прямой врезки (рис. 1, А) без изменения эксплуатационных характеристик газопровода.

Датчики по проводной связи передавали зарегистрированные сигналы в подсистему предварительной обработки и передачи данных (рис. 1, Б), которая располагалась в технологическом помещении, в непосредственной близости от газопровода. Данная система обеспечивала информационный обмен по защищенной линии связи с подсистемой обработки и визуализации. Подсистема обработки и визуализации состояла из сервера и автоматизированных рабочих мест (АРМ) и обеспечивала

окончательную обработку данных и визуализацию результатов акустического мониторинга в режиме реального времени на мониторах специалистов организации, эксплуатирующей газопровод.

Принцип работы АЭСМ основан на регистрации и анализе аэроакустических сигналов, возникающих на стенке газопровода при утечке или механическом воздействии на стенку трубы. Путем предварительной настройки по уровню фонового шума АЭСМ определяла порог по амплитуде, превышение которого рассматривалось как полезный аэроакустический сигнал. В нашем исследовании полезными считались сигналы от ударов ВТУ об обратные валики кольцевых сварных соединений и сигналы при имитации утечек.

На рис. 2 представлена схема обработки аэроакустических сигналов при движении ВТУ.

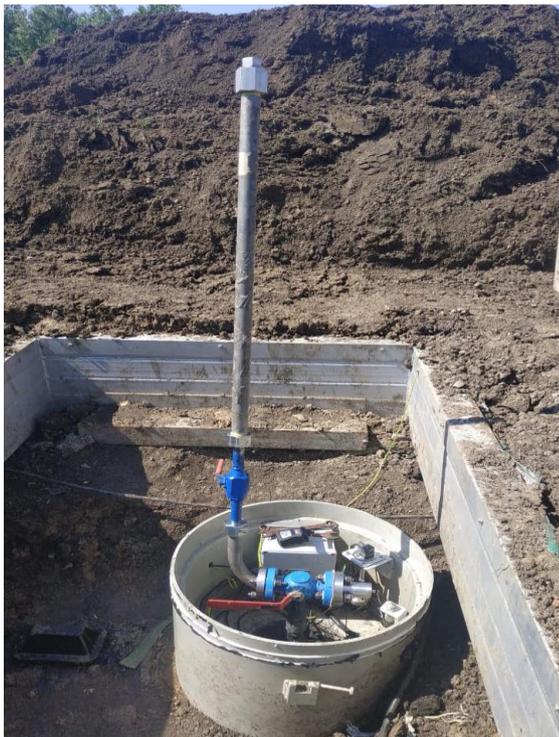
Сравнивалась амплитуда и отношение сигнал/шум (*signal-to-noise ratio* – *SNR*) аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх (*SNR1*) и вниз (*SNR2*) по течению газа. При движении ВТУ при распространении сигнала вниз по течению газа амплитуда и *SNR2* оценивались, когда ВТУ был в начале контролируемого участка (на 530 км) по данным с датчиков АЭСМ, расположенных на расстояниях 7, 20, 32 и 40 км от ВТУ (рис. 2, синие линии).



**Рис. 1.** Аэроакустический датчик (А) и подсистема предварительной обработки и передачи данных (Б)  
**Fig. 1.** Aeroacoustic sensor (A) and data preprocessing and transmission subsystem (B)



**Рис. 2.** Схема обработки аэроакустических сигналов  
**Fig. 2.** Scheme of processing aeroacoustic signals



**Рис. 3.** Специализированная оснастка для имитации утечек на газопроводе

**Fig. 3.** Special equipment for leaks simulation on a gas pipeline

При распространении сигнала вверх по течению газа амплитуда и  $SNR1$  оценивались при прохождении ВТУ в конце контролируемого участка (на

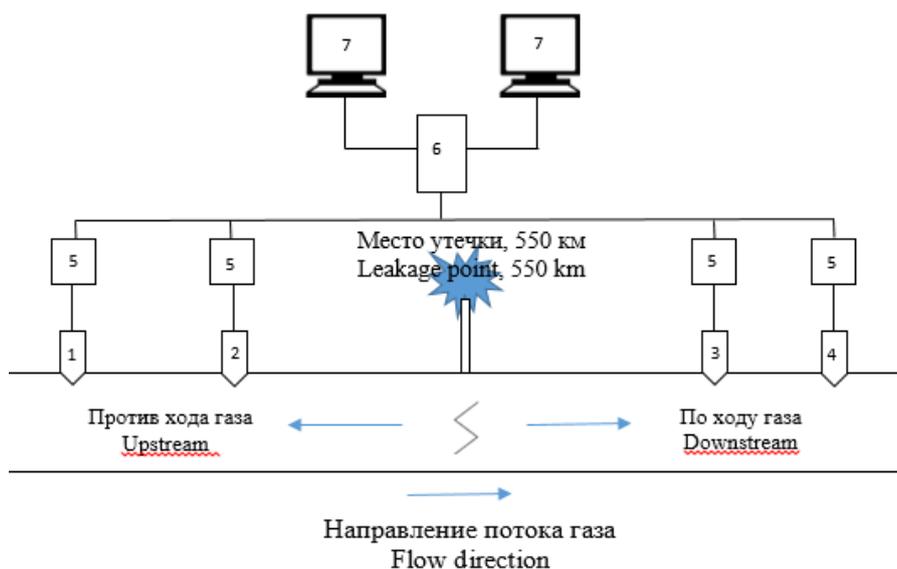
570 км) по данным с датчиков АЭСМ, расположенных на расстояниях 8, 20, 33 и 40 км от ВТУ (рис. 2, зеленые линии).

Имитация утечек проводилась в режиме контролируемого сброса газа через специализированную оснастку в составе имитатора утечки, устанавливаемую на магистральном газопроводе (рис. 3).

Оснастка позволяла устанавливать специализированные элементы («шайбы») с калиброванным отверстием диаметром 1, 3 и 5 мм. Продолжительность сбросов газа через специализированную оснастку в составе имитатора утечки составляла от 5 до 20 с. Принципиальная схема регистрации аэроакустических сигналов при имитации утечек представлена на рис. 4.

При имитации утечки расчёт необходимого количества повторных сбросов для каждого диаметра отверстия проводился в соответствии с методикой, приведенной в работе [16]. При этом, учитывая нормальное распределение выборок, для определения статистической значимости различий средних величин  $SNR1$  и  $SNR2$  использовали двусторонний t-критерий Стьюдента для зависимых выборок. В качестве нулевой гипотезы предполагали, что средние значения этих величин достоверно не различаются.

Во время испытаний внешние мешающие шумы, такие как переключение трубопроводной арматуры, проезд техники в охранной зоне газопровода, пускостанов компрессорных станций, были исключены.



**Рис. 4.** Принципиальная схема регистрации аэроакустических сигналов при имитации утечек: 1–4 – аэроакустические датчики, расположенные на расстоянии 530, 537, 562, 570 км, соответственно; 5 – подсистема предварительной обработки и передачи данных; 6, 7 – сервер и автоматизированные рабочие места, соответственно, подсистемы обработки и визуализации

**Fig. 4.** Schematic diagram of registration of aeroacoustic signals when simulating leaks: 1–4 – aeroacoustic sensors located at 530, 537, 562, 570 km, respectively; 5 – subsystem for preliminary processing and data transmission; 6, 7 – server and workstations, respectively, of processing and visualization subsystems

Оставался только фоновый шум от работы компрессорных станций, ближайшая из которых находилась на расстоянии 50 км от места проведения испытаний. В соответствии с работами [3, 8] такой шум относят к «белому шуму». В соответствии с работой [8] в части статистических свойств данный шум имеет распределение Гаусса. Шум аддитивно взаимодействовал с полезным сигналом, так как основная энергия аэроакустических сигналов от утечек и механических воздействий на трубу сконцентрирована в диапазоне частот 0–100 Гц, а шум от работы компрессорных станций лежит в области 0–1 Гц [17].

Среднеквадратичное отклонение (СКО) амплитуд сигнала и шума рассчитывали по формуле:

$$A = \left[ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{X})^2 \right]^{\frac{1}{2}},$$

где  $A$  – СКО амплитуд сигнала или шума;  $N$  – общее количество пиков полезного аэроакустического сигнала или шума за временной интервал, в течение которого проводились испытания;  $x_i$  – амплитуда пиков полезного аэроакустического сигнала или шума (отн. ед.);  $\bar{X}$  – средняя амплитуда полезного аэроакустического сигнала или шума (отн. ед.) во время проведения испытаний.

Учитывая аддитивное взаимодействие шума с полезным сигналом, в соответствии с методикой, приведенной в работе [18],  $SNR$  рассчитывали по формуле:

$$SNR = 20 \log_{10} \left[ \frac{(A_S - A_N)}{A_N} \right],$$

где  $SNR$  – отношение сигнал/шум, Дб;  $A_S$  – СКО амплитуды сигнала (отн. ед.);  $A_N$  – СКО амплитуды шума, (отн. ед.).

Нормированные значения  $SNR$  для выборки получали путем деления всех элементов выборки на максимальное значение  $SNR$  в выборке по следующей формуле:

$$SNR_{Ni} = SNR_i / SNR,$$

где  $SNR_{Ni}$  – нормированное значение  $SNR$  для  $i$ -го элемента выборки;  $SNR_i$  – значение  $SNR$  для  $i$ -го элемента выборки;  $SNR$  – значение  $SNR$  для максимального элемента выборки.

Стандартную ошибку среднего рассчитывали по формуле:

$$SEM = \frac{\sigma}{\sqrt{n}},$$

где  $SEM$  – стандартная ошибка среднего;  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение оцениваемой величины;  $n$  – число наблюдений в выборке.

Выделение и оценка полезного сигнала на фоне шума проводилась с использованием кросс-корреляционного анализа, вейвлет-преобразования и быстрого преобразования Фурье. Подробное описание данных методов обработки акустических сигналов приведено в ряде статей зарубежных ав-

торов, в том числе в работах [8, 17], и в данной работе не приводится. Скорость течения газа рассчитывали в соответствии с работой [19] по формуле:

$$v = 0,01247 * (Q * z * T) / (D^2 * P),$$

где  $v$  – скорость течения газа на контролируемом участке газопровода, м/с;  $Q$  – расход газа на контролируемом участке газопровода, м<sup>3</sup>/ч;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $T$  – температура газа, К;  $D$  – внутренний диаметр газопровода, см;  $P$  – абсолютное давление газа, МПа.

Скорость звука в газе определяли ультразвуковым расходомером Flowsic600. Коэффициенты ( $\alpha^+$  и  $\alpha^-$ ) рассчитывали по формулам:

$$\begin{aligned} (\alpha^-) &= SNR_{I_{537}} / (l_{530-537} * SNR_{I_{530}}), \\ (\alpha^+) &= SNR_{I_{562}} / (l_{562-570} * SNR_{I_{570}}), \end{aligned}$$

где  $SNR_{I_{530}}$ ,  $SNR_{I_{537}}$ ,  $SNR_{I_{562}}$ ,  $SNR_{I_{570}}$  – отношения сигнал/шум с АД, расположенными на расстоянии 530, 537, 562 и 570 км соответственно;  $l_{530-537}$  – расстояния между АД, расположенными на 530 и 537 км;  $l_{562-570}$  – расстояния между АД, расположенными на 562 и 570 км.

Отклонение расчетной линейной координаты источника АЭК от фактической в % считали в соответствии с методикой, приведенной в работе [4], по следующей формуле:

$$LE = ((x_0 - S) * 100) / L,$$

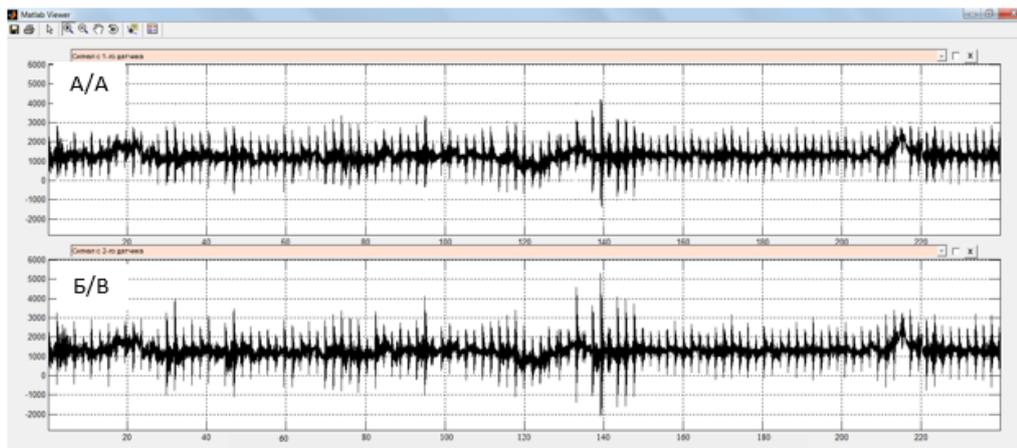
где  $LE$  – отклонение расчетной линейной координаты источника АЭК от фактической, %;  $x_0$  – фактическая линейная координата источника АЭК, м.

### Результаты и обсуждение

При прохождении ВТУ между парой АД на равном расстоянии относительно АД, расположенных выше и ниже по течению газа относительно ВТУ, средняя амплитуда сигналов, зарегистрированных АД, расположенным выше по течению газа, была выше, чем амплитуда сигнала с АД, расположенного ниже по течению газа. Наглядно это показано на рис. 5.

Анализ амплитуды аэроакустических сигналов показал, что при прохождении ВТУ на 550 км средняя амплитуда пиков с АД, расположенного выше по течению относительно ВТУ (на 530 км газопровода), была в 1,2 раза выше амплитуды пиков с АД, расположенного ниже по течению относительно ВТУ (на 570 км). То есть на одинаковом расстоянии от источника амплитуда АЭК была выше при распространении вверх по течению газа, чем при распространении вниз по течению газа.

Учитывая наличие «белого шума» при проведении исследований, а также принимая во внимание аддитивное взаимодействие данного шума с полезным сигналом, при сравнении сигналов, по мнению авторов, более показательной является величина  $SNR$ , полученная с разных датчиков АЭСМ.



**Рис. 5.** Сигналы с аэроакустических датчиков, расположенных ниже (на 570 км) (А) и выше (на 530 км) по течению газа (Б) относительно очистного внутритрубного устройства при его движении на 550 км  
**Fig. 5.** Signals from aeroacoustic sensors located downstream (at 570 km) (A) and upstream (at 530 km) of the gas (B) regarding the cleaning gauge when it was moving for 550 km

Результаты сравнения  $SNR$  для аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх и вниз по течению газа относительно источника этих сигналов, полученных с АД, расположенных на разных расстояниях от источника сигнала (ВТУ), приведены в табл. 1.

**Таблица 1.** Сравнение отношений сигнал/шум для аэроакустических сигналов, распространяющихся вниз и вверх по течению газа относительно источника сигналов, при механических воздействиях на стенку трубы (движение очистного поршня)

**Table 1.** Comparison of signal-to-noise ratios for aeroacoustic signals, propagating downstream and upstream of the gas, regarding the signal source under mechanical impacts on the pipe wall (cleaning gauge movement)

| Распространение сигналов вниз по течению газа<br>Propagation of signals downstream of the gas |      |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|------|
| $r_{SG}$  | 0    | 7    | 20   | 32   | 40   |
| $SNR2$  | 5,1  | 4,9  | 3,2  | 2,6  | 1,7  |
| $SNR2_{Ni}$   | 1,00 | 0,96 | 0,63 | 0,51 | 0,33 |
| Распространение сигналов вверх по течению газа<br>Propagation of signals upstream of the gas  |      |      |      |      |      |
| $r_{SG}$  | 0    | 8    | 20   | 33   | 40   |
| $SNR1$  | 11   | 10,4 | 8,2  | 7,6  | 5,8  |
| $SNR1_{Ni}$   | 1,00 | 0,95 | 0,75 | 0,69 | 0,53 |

$r_{SG}$  – расстояние от аэроакустических датчиков до очистного поршня, км/distance from aeroacoustic sensors to cleaning gauge, km;  $SNR2$ ,  $SNR1$  – отношение сигнал/шум для аэроакустических датчиков, Дб/signal-to-noise ratio for aeroacoustics sensors, dB;  $SNR2_{Ni}$ ,  $SNR1_{Ni}$  – нормированные отношения сигнал/шум для аэроакустических датчиков/normalized signal-to-noise ratios for aeroacoustics sensors.

Как видно из табл. 1, для аэроакустических сигналов, распространяющихся вниз по течению газа,

при увеличении расстояния между источником сигнала и АД с 7 до 40 км,  $SNR2$  снижались в 2,9 раза (с 4,9 до 1,7). Для аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх по течению газа, при увеличении расстояния между источником сигнала и АД с 8 до 40 км,  $SNR1$  снижались в 1,8 раза (с 10,4 до 5,8). То есть при одинаковом уровне шума в одинаковых условиях распространения аэроакустического сигнала в части давления, температуры, компонентного состава, скорости потока газа и геометрии газопровода (в части диаметра и отводов) при увеличении расстояния между источником сигнала и АД с 7 до 40 км  $SNR$  для аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх по течению газа, снижалось в 1,6 раз меньше по сравнению с данными сигналами, распространяющимися вниз по течению газа. Учитывая, что уровень шума в газопроводе был одинаковый, можно предположить, что данная разница определялась более высокой амплитудой аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх по течению газа по сравнению с амплитудой колебаний, распространяющихся вниз по течению.

Для проверки предположения о том, что на равных расстояниях от источника  $SNR$  аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх по течению, выше, чем  $SNR$  сигналов, распространяющихся вниз по течению, были имитированы сигналы от утечек путем проведения сбросов газа на 550 км газопровода через отверстия разного диаметра. При этом аэроакустические колебания, распространяющиеся вверх по течению газа, регистрировалась акустическими датчиками на 537 и 530 км, а аэроакустические колебания, распространяющиеся вниз по течению газа, регистрировалась акустическими датчиками на 562 и 570 км (рис. 4). Результаты проверки представлены в табл. 2.

**Таблица 2.** Сравнение отношений сигнал/шум для аэроакустических сигналов, распространяющихся вниз и вверх по течению газа относительно источника сигналов, при имитации утечки

**Table 2.** Comparison of signal-to-noise ratios for aeroacoustic signals, propagating downstream and upstream of the gas, regarding the signal source, while simulating a leak

| Распространение сигнал вниз по течению газа/Propagation of signals downstream of the gas |                   |            |            |            |            |            |            |            |
|--|-------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| $r_{SL}$   | 12000             |            |            |            | 20000      |            |            |            |
| $d$  | 3                 | 5          | 7          | 12         | 3          | 5          | 7          | 12         |
| $SNR2 \pm SEM^*$   | 19,8±0,2**        | 23,8±0,2** | 22,8±0,1** | 22,7±0,2** | 14,7±0,1** | 18,3±0,1** | 19,2±0,5** | 17,0±0,2** |
| $\alpha^*$   | 0,000148±0,000003 |            |            |            |            |            |            |            |
| Распространение сигнал вверх по течению газа/Propagation of signals upstream of the gas  |                   |            |            |            |            |            |            |            |
| $r_{SL}$   | 13000             |            |            |            | 20000      |            |            |            |
| $d$  | 3                 | 5          | 7          | 12         | 3          | 5          | 7          | 12         |
| $SNR1 \pm SEM^*$   | 22,9±0,2**        | 27,7±0,1** | 26,0±0,2** | 24,3±0,2** | 15,9±0,2** | 24,7±0,1** | 21,7±0,1** | 22,0±0,2** |
| $\alpha$   | 0,000171±0,000009 |            |            |            |            |            |            |            |

$r_{SL}$  – расстояние от датчика до места имитации утечки, м/distance from the sensor to the place of leak simulation, m;  $d$  – диаметр отверстия имитированной утечки, мм/simulated leak hole diameter, mm;  $SNR1 \pm SEM$ ,  $SNR2 \pm SEM$  – средние значения отношений сигнал/шум для датчиков, Дб/average signal-to-noise ratios for the sensor, Db; SEM – ошибка среднего/mean error;  $\alpha^*$ ,  $\alpha$  – средние значения коэффициентов затухания, Дб/м/average values of attenuation coefficients, dB/m; \* – для каждого диаметра отверстия выполнено 6 повторных сбросов/6 repeated resets were made for each hole diameter; \*\* – отмечены различия, значимые при  $p \leq 0,05$ /differences significant at  $p \leq 0,05$ .

Результаты, представленные в табл. 2, показывают, что при имитации утечек средние значения  $SNR$  аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх по течению, для всех диаметров имитированных утечек отличались достоверно с уровнем значимости 0,05 от средних значений  $SNR$  для сигналов, распространяющихся вниз по течению. При этом  $SNR$  с датчиков, расположенных на 13 и 20 км выше по течению газа были в 1,1 и 1,2 раза выше по сравнению с  $SNR$  с датчиков, расположенных на 12 и 20 км ниже по течению газа соответственно. Коэффициенты затухания сигналов, распространяющихся вверх и вниз по течению, составляли в среднем  $0,000171 \pm 0,000009$  и  $0,000148 \pm 0,000003$  Дб/м, соответственно, что сопоставимо с данными, приведенными в работе [20] для аэроакустических сигналов в частотном диапазоне 1–10 Гц.

Полученные результаты указывают на то, что при утечках и механических воздействиях на стенку трубы на газопроводе амплитуда и  $SNR$  акустических сигналов, распространяющихся вверх по течению, на одинаковом расстоянии от источника этих сигналов выше, чем амплитуда колебаний, распространяющихся вниз по течению, по крайней мере в пределах участка газопровода протяженностью 40 км.

Полученные результаты о более высокой амплитуде и  $SNR$  аэроакустических сигналов, распространяющихся вверх по течению газа от источника акустических колебаний, по сравнению с амплитудой этих сигналов, распространяющихся вниз по течению, на одинаковом расстоянии от источника колебаний сопоставимы с результатами, приведенными в работах других авторов. Так, например, анализ данных, представленных в работе [20], показал, что при регистрации акустических колеба-

ний АД на расстоянии 15 км выше по течению нефти средняя амплитуда акустических сигналов при движении ВТУ в нефтепроводе диаметром 400 мм при среднем давлении 3,0 МПа была в 1,4 раза ниже по сравнению с амплитудой этих сигналов, полученных с АД, расположенных на расстоянии 15 км ниже по течению нефти, что показано в работе [20].

Эффект увеличения амплитуды аэроакустических колебаний при их распространении вверх по течению газа, относительно амплитуды колебаний, распространяющихся вниз по течению, связывают с конвективным усилением этих сигналов [10, 11, 14, 15]. В соответствии с [10, 14, 15] количественно величина фактора конвективного усиления выражается через число Маха. Для ламинарного потока фактор конвективного усиления выражается как:

$$H^2 = |p1|/|p2| = (1+M)^2/(1-M)^2, \quad (3)$$

а для турбулентного потока как:

$$H = |p1|/|p2| = (1+M)/(1-M), \quad (4)$$

где  $p1$  – амплитуда аэроакустического сигнала, распространяющегося против потока газа;  $p2$  – амплитуда аэроакустического сигнала, распространяющегося по потоку газа;  $M$  – число Маха;  $H$  – фактор конвективного усиления.

В соответствии с [14, 15] влияние фактора конвективного усиления выражается в усилении амплитуды аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх по течению газа, и ослаблении амплитуды аэроакустических колебаний, распространяющихся вниз по течению. Исходя из этого можно предположить, что для учета данного фактора при сравнении амплитуд сигналов, распространяющихся вверх и вниз по течению, необходи-

мо нормировать значение этих амплитуд на данный фактор:

$$p_2/p_1 = (p_2 \cdot H) / (p_1 \cdot H^1) = (p_2 \cdot H^2) / p_1.$$

При этом формула (1) примет вид:

$$x = (LN((p_2 \cdot H^2) / (p_1)) + \alpha^+ \cdot L) / (\alpha^+ + \alpha^-). \quad (5)$$

Описание фактора конвективного усиления применительно к газопроводам авторам в литературе не встречалось. При этом в работе [10] данный эффект подробно описан для аэроакустических колебаний, распространяющихся в потоке воздуха в воздуховоде. В данной работе показано, что разница в амплитуде колебаний, распространяющихся вверх и вниз по течению относительно источника этих колебаний, расположенного на стенке трубы, возрастает при увеличении скорости потока газа, выраженной в среднем числе Маха, по сечению трубопровода независимо от мощности и источника акустического сигнала. Наглядно это представлено на рис. 1 в работе [10].

В соответствии с работами [10, 14, 15] фактическое значение фактора конвективного усиления лежит в диапазоне:

$$(1+M)/(1-M) \leq H \leq (1+M)^2/(1-M)^2. \quad (6)$$

Учитывая, что магистральные газопроводы работают в турбулентном режиме при числах Рейнольдса более чем  $10^7$  [3], а также с учетом того, что скорость течения газа ( $v$ ) в нашем исследовании в среднем составляла 12 м/с, а скорость звука ( $c$ ) в среднем составляла 397 м/с, при расчете по формулам (3) и (4) фактор конвективного усиления для наших условий должен составлять:

$$H = (1 + (12/397)) / (1 - (12/397)) = 1,06,$$

а

$$H^2 = (1 + (12/397))^2 / (1 - (12/397))^2 = 1,13.$$

Таким образом, с учетом (6), отношение амплитуд аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх и вниз по течению, для нашего исследования должно лежать в диапазоне:

$$1,06 \leq H \leq 1,13.$$

Как было указано выше, в связи с наличием «белого шума», вместо амплитуд сигналов в нашем исследовании сравнивались значения  $SNR$  сигналов и нормированные значения  $SNR_{Ni}$ . Таким образом, мы сделали допущение, что:

$$lp_1/lp_2 \cong SNR_1/SNR_2 \cong SNR_{1Ni}/SNR_{2Ni}.$$

Сравнение  $SNR$  сигналов, распространяющихся вверх и вниз по течению газа, относительно источника при механических воздействиях и при имитации утечки представлено в табл. 3.

**Таблица 3.** Отношения сигнал/шум с аэроакустических датчиков, расположенных выше по течению, к отношениям сигнал/шум с датчиков, расположенных ниже по течению относительно источника, на разных расстояниях от источника

**Table 3.** Signal-to-noise ratios from upstream aeroacoustic sensors to the signal-to-noise ratios from downstream sensors regarding the source at different distances from the source

| $r$ | $SNR_1/SNR_2$ | $SNR_{1Ni}/SNR_{2Ni}$ |
|-----|---------------|-----------------------|
| 7   | -             | 1,0                   |
| 13  | 1,1           | -                     |
| 20  | 1,2           | 1,2                   |
| 32  | -             | 1,4                   |
| 40  | -             | 1,6                   |

$r$  – расстояние от датчика до источника сигнала, км/distance from the sensor to the signal source, km;  $SNR_1$ ,  $SNR_2$  – отношения сигнал/шум при имитации утечки с датчиков выше и ниже по течению соответственно/signal-to-noise ratios for leak simulation from up- and downstream sensors respectively;  $SNR_{1Ni}$ ,  $SNR_{2Ni}$  – нормированные отношения сигнал/шум при механических воздействиях на трубу с датчиков выше и ниже по течению соответственно/signal-to-noise ratios under mechanical influences on the pipe from up- and downstream sensors respectively.

Из данных в табл. 3, видно, что на одинаковых расстояниях от источника, превышающих 7 км,  $SNR$  аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх по течению, при механических воздействиях на трубу и при имитации утечек была выше  $SNR$  сигнала, распространяющегося вниз по течению. При этом полученная экспериментально разница в  $SNR$  аэроакустических колебаний, распространяющихся вверх и вниз по течению, в количественном выражении сопоставима с величиной фактора конвективного усиления для наших условий, полученной расчетным путем на основе фактических скорости звука и скорости потока газа. Учитывая, что без движения газа в газопроводе амплитуда аэроакустических колебаний с АД, расположенных выше и ниже по течению газа относительно источника АЭК, была одинаковой на одинаковом расстоянии от этого источника, можно предположить, что полученная разница обусловлена главным образом конвективным усилением.

На практике влияние конвективного усиления на аэроакустические колебания может использоваться для повышения точности АЭСМ, например, в части определения линейной координаты утечек. Данный подход применим для АЭСМ, основанных на использовании метода определения линейной координаты источника АЭК на основе разницы в величине амплитуд сигнала, зарегистрированных парой акустических датчиков АЭСМ, расположенных выше и ниже по течению газа относительно источника колебаний. По данным литературы, в

применяемых в настоящее время методах влияние конвективного усиления не учитывается. Так, например, в работах [4, 21] показано, что величина амплитуды акустического сигнала от утечки зависит только от расстояния утечки до акустических датчиков, расположенных выше и ниже по течению газа, относительно этой утечки. В работах [3, 4, 7] указано, что сигнал, распространяющийся вверх по течению газа, идентичен сигналу, распространяющемуся вниз по течению газа, за исключением скорости распространения этих сигналов. При этом многие авторы указывают на необходимость более полного учета влияния потока газа на характеристики аэроакустических сигналов, распространяющихся в газе внутри газопровода [4, 7, 10, 14]. Можно предположить, что учет эффекта конвективного усиления как раз позволит более полно учитывать влияние потока газа и тем самым повысить точность определения линейной координаты источника акустических колебаний в газопроводах, в частности, при обнаружении утечек. Данное предположение подтверждается примерным расчетом, показывающим влияние эффекта конвективного усиления на точность определения линейной координаты имитированной утечки в газопровode на основе полученных нами данных при использовании вместо амплитуды сигналов значения  $SNR$ . Как показано в табл. 2,  $SNR$  при имитации утечки диаметром 3 мм, полученная с датчиков, расположенных на расстояниях 20 км выше ( $SNR1$ ) и ниже ( $SNR2$ ) по потоку газа относительно утечки, составляет  $15,9 \pm 0,2$  и  $14,7 \pm 0,1$  Дб соответственно. Средние величины коэффициентов  $(\alpha^-)$  и  $(\alpha^+)$  составляют  $0,000171 \pm 0,000009$  и  $0,000148 \pm 0,000003$  Дб/м, соответственно. Учитывая, что расстояние ( $L$ ) между указанными датчиками составляет 40 км, а также учитывая допущение, что

$$|p1|/|p2| \cong SNR1/SNR2,$$

расчет линейной координаты имитированной утечки на основе формулы (1), то есть без учета коэффициента конвективного усиления, будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} x_1 &= (LN(p2/(p1)) + (\alpha^+) * L) / ((\alpha^+) + (\alpha^-)) = \\ &= (LN(SNR2/(SNR1)) + (\alpha^+) * L) / ((\alpha^+) + (\alpha^-)) = \\ &= (LN((14,7)/15,9) + (0,000148) * 40000) / \\ &= ((0,000148) + (0,000171)) = 18312 \text{ м,} \end{aligned}$$

где  $x_1$  – расстояние до утечки от акустического датчика, расположенного на 530 км, м.

Учитывая полученные нами значения эффекта конвективного усиления  $H=1,2$ ,  $H^2=1,44$ , а также учитывая информацию из работ [10, 14, 15] о том, что фактическое значение фактора конвективного усиления ( $H_{\text{факт}}$ ) лежит в диапазоне:  $H \leq H_{\text{факт}} \leq H^2$ , определяем  $H_{\text{факт}}$  по формуле:

$$H_{\text{факт}} = (H^2 + H) / 2 = (1,44 + 1,2) / 2 = 1,32.$$

Исходя из этого расчет линейной координаты того же источника акустического сигнала по формуле (5), то есть с учетом эффекта конвективного усиления ( $H_{\text{факт}}=1,32$ ), может выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} x_2 &= (LN((p2 * H_{\text{факт}}^2) / (p1)) + (\alpha^+) * L) / ((\alpha^+) + (\alpha^-)) = \\ &= (LN((SNR2 * H_{\text{факт}}^2) / (SNR1)) + (\alpha^+) * L) / ((\alpha^+) + (\alpha^-)) = \\ &= (LN((14,7 * (1,32^2)) / 15,9) + (0,000148) * 40000) / \\ &= ((0,000148) + (0,000171)) = 20053 \text{ м,} \end{aligned}$$

где  $x_2$  – расстояние до утечки от акустического датчика, расположенного на 530 км, м.

Зная линейную координату (530000 м) акустического датчика, расположенного выше имитированной утечки, по формуле (2) можно рассчитать линейную координату утечки без учета и с учетом эффекта конвективного усиления следующим образом:

Без учета фактора конвективного усиления:

$$S_1 = b + x_1 = 530000 + 18312 = 548312 \text{ м.}$$

С учетом фактора конвективного усиления:

$$S_2 = b + x_2 = 530000 + 20053 = 550053 \text{ м,}$$

$$S_2 - S_1 = 550053 - 548312 = 1741 \text{ м.}$$

Таким образом, разница между значениями линейных координат источника АЭК (утечки), определенных исходя из разницы в величине амплитуд аэроакустического сигнала, зарегистрированных акустическими датчиками АЭСМ, расположенными выше и ниже по течению газа, относительно источника колебаний, с учетом и без учета фактора конвективного усиления, составила 1741 м. Учитывая, что фактическая линейная координата имитации утечки была 550000 м, можно отметить, что при расчете с учетом конвективного усиления отклонение расчетной линейной координаты утечки (источника АЭК) от фактической составило 53 м, или 0,13 %, при расстоянии 40 км между АД, расположенными выше и ниже по течению относительно утечки, а при расчете без учета конвективного усиления это отклонение составило 1688 м, или 4 %. Среднее значение вышеуказанного отклонения для всех диаметров отверстий имитированных утечек, приведенных в табл. 2, рассчитанного с учетом конвективного усиления, составило  $90 \pm 13$  м, или  $0,33 \pm 0,06$  %, а без учета конвективного усиления это отклонение составило  $1764 \pm 37$  м, или  $6,2 \pm 0,5$  %. Указанные различия являлись значимыми при  $p \leq 0,05$ . Следует отметить, что допустимое отклонение расчетной и фактической координат для представленных на рынке аэроакустических систем обнаружения утечек в магистральных газопроводах, как правило, составляет не более 50 м. Это достигается тем, что производители таких систем заклады-

вают несколько алгоритмов обработки данных с АД при определении линейной координаты источника аэроакустических колебаний. При этом используются не только данные с двух датчиков, расположенных выше и ниже по течению газа относительно утечки, но и необходимые данные со всего массива датчиков аэроакустической системы, установленных на газопроводе. Тем не менее полученный результат указывает на возможность повышения точности метода определения линейной координаты источника аэроакустического сигнала на основе разницы амплитуд этого сигнала, за счет учета эффекта конвективного усиления.

### Заключение

Экспериментально показано влияние эффекта конвективного усиления на амплитуду аэроакустических колебаний при их распространении в магистральном газопроводе вверх по течению транспортируемого газа на примере амплитуды аэроакустических колебаний, зарегистрированных аэроакустической системой мониторинга газопроводов при утечках и механических воздействиях на стен-

ку газопровода. Проведена количественная оценка влияния конвективного усиления на величину амплитуды и отношения сигнал/шум аэроакустических колебаний. Приведен примерный расчет, показывающий возможность повышения точности определения линейной координаты источника акустических колебаний в газопроводе в 18 раз за счет учета влияния эффекта конвективного усиления на аэроакустические колебания.

### Выводы

Проведенные теоретические исследования, основанные на интерпретации экспериментальных данных, указывают на то, что учет конвективного усиления достоверно повышает точность метода определения координаты источника аэроакустического сигнала в газопроводе, основанного на разнице амплитуд. Это позволяет повысить эффективность и целесообразность применения систем аэроакустического мониторинга при обнаружении утечек и механических воздействий на магистральных газопроводах.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»: приказ Ростехнадзора от 11 дек. 2020 № 517 (вступил в силу с 1 января 2021 г. и действует до 1 января 2027 г.). URL: <http://www.pravo.gov.ru> (дата обращения 08.05.2023).
2. Study on acoustic source characteristics of gas pipeline leakage / H. Baokun, L. Xiyang, L. Bing, B. Huaiqianand, J. Xiangguang // *Noise & Vibration Worldwide*. – 2019. – V. 50. – № 3. – P. 67–77.
3. Experimental study on leak detection and location for gas pipeline based on acoustic method / L. Meng, L. Yuxing, W. Wuchang, F. Juntao // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2012. – V. 25. – P. 90–102.
4. Cuiwei L., Yuxing L. Leakage monitoring research and design for natural gas pipelines based on dynamic pressure waves // *Journal of Process Control*. – 2017. – V. 50. – № 6. – P. 66–76.
5. New leak-localization approaches for gas pipelines using acoustic waves / L. Cuiwei, L. Yuxing, F. Liping, X. Minghai // *Measurement*. – 2019. – V. 134. – P. 54–65.
6. Hu Z., Tariq S., Zayed T. A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines // *Mech. Syst. Signal Processing*. – 2021. – V. 161. – P. 107–114.
7. Experimental study on new leak location methods for natural gas pipelines based on dynamic pressure waves / L. Cuiwei, W. Yazhen, L. Yuxing, X. Minghai // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – V. 54. – P. 83–91.
8. Integrated leakage detection and localization model for gas pipelines based on the acoustic wave method / H. Jin, Z. Laibin, W. Liang, Q. Ding // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2014. – V. 27. – P. 74–88.
9. Gas transmission pipeline leakage detection system based on acoustic method: pat. China № CN106352243B; 26.06.2018. URL: <http://patents.google.com/patent/CN106352243A/en> (дата обращения 08.05.2023).
10. Uno I., Vijay K. Upstream and downstream sound radiation into a moving fluid signal // *The Journal of the Acoustical Society of America*. – 1973. – V. 54. – № 5. – P. 1343–1346.
11. Dowling A. Convective amplification of real simple sources // *Journal of Fluid Mechanics*. – 1976. – V. 74. – № 3. – P. 529–546.
12. Oerlemans S., Sijtsma P., Lopez B.M. Location and quantification of noise sources on a wind turbine // *J. Sound Vib.* – 2007. – V. 299 – № 4. – P. 869–883.
13. Zhang X. The directivity of railway noise at different speeds // *J. Sound Vib.* – 2010. – V. 329. – № 25. – P. 5273–5288.
14. Perceived difficulty of upwind shouting is a misconception explained by convective attenuation effect / V. Pulkki, R. Daugintis, T. Lähivaara, A. Öyry // *Scientific Reports*. – 2023. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-32306-z> (дата обращения 08.05.2023).
15. Pulkki V., Lähivaara T., Huhtakallio L. Effects of flow gradients on directional radiation of human voice // *The Journal of the Acoustical Society of America*. – 2018. – V. 143. – № 2. – P. 1173–1181.
16. Бойко А.Ф., Кудеников Е.Ю. Точный метод расчета необходимого количества повторных опытов // *Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова*. – 2016. – № 8. – С. 128–132.
17. Leak detection of gas pipelines based on characteristics of acoustic leakage and interfering signals / M. Lingya, L. Cuiwei, F. Liping, L. Yuxing, F. Juntao // *Sound & Vibration*. – 2019. – V. 53. – № 4. – P. 111–128.

18. Силантьев А.А. Измеритель соотношения сигнал/шум // Современные техника и технологии: XVII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2011. – С. 245–246.
19. Ковалев Б.К. Определение пропускной способности трубопроводов ГПС // Вестник газпромаша. – 2011. – № 5. – С. 64–67. URL: [http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik5/vestnik5\\_st12/](http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik5/vestnik5_st12/) (дата обращения 07.05.2023).
20. Bernasconi G., Giunta G. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549.
21. A novel location algorithm for pipeline leakage based on the attenuation of negative pressure wave / L. Juan, Z. Qiang, Q. Zhihong, Y. Xiaoping // Process Safety and Environmental Protection. – 2019. – V. 123. – P. 309–316.

## REFERENCES

1. *Ob utverzhdenii federalnykh norm i pravil v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti dlya opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov magistralnykh truboprovodov»*. Prikaz Rostekhnadzora ot 11 dek. 2020 № 517 (vstupil v silu s 1 yanvarya 2021 g. i deystvuyet do 1 yanvarya 2027 g.) [On approval of federal norms and rules in the field of industrial safety. Safety Rules for Hazardous Production Facilities of Main Pipelines. Order of Rostekhnadzor dated 11 December. 2020 No. 517 (entered into force on January 1, 2021 and is valid until January 1, 2027)]. Available at: <http://www.pravo.gov.ru> (accessed 8 May 2023).
2. Baokun H., Xiyang L., Bing L., Huaiqianand B., Xiangguang J. Study on acoustic source characteristics of gas pipeline leakage. *Noise & Vibration Worldwide*, 2019, vol. 50, no. 3, pp. 67–77.
3. Meng L., Yuxing L., Wuchang W., Juntao F. Experimental study on leak detection and location for gas pipeline based on acoustic method. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2012, vol. 25, pp. 90–102.
4. Cuiwei L., Yuxing L. Leakage monitoring research and design for natural gas pipelines based on dynamic pressure waves. *Journal of Process Control*, 2017, vol. 50, no. 6, pp. 66–76.
5. Cuiwei L., Yuxing L., Liping F., Minghai X. New leak-localization approaches for gas pipelines using acoustic waves. *Measurement*, 2019, vol. 134, pp. 54–65.
6. Hu Z., Tariq S., Zayed T. A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines. *Mech. Syst. Signal Processing*, 2021, vol. 161, pp. 107–114.
7. Cuiwei L., Yazhen W., Yuxing L., Minghai X. Experimental study on new leak location methods for natural gas pipelines based on dynamic pressure waves. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 54, pp. 83–91.
8. Jin H., Laibin Z., Liang W., Ding Q. Integrated leakage detection and localization model for gas pipelines based on the acoustic wave method. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2014, vol. 27, pp. 74–88.
9. *Gas transmission pipeline leakage detection system based on acoustic method*: Patent CN no. 106352243B, 2018. Available at: <http://patents.google.com/patent/CN106352243A/en> (accessed 8 May 2023).
10. Uno I., Vijay K. Upstream and downstream sound radiation into a moving fluid Signal. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 1973, vol. 54, no. 5, pp. 1343–1346.
11. Dowling A. Convective amplification of real simple sources. *Journal of Fluid Mechanics*, 1976, vol. 74, no. 3, pp. 529–546.
12. Oerlemans S., Sijtsma P., Lopez B. M. Location and quantification of noise sources on a wind turbine. *Journal of Sound and Vibration*, 2007, vol. 299, no. 4, pp. 869–883.
13. Zhang X. The directivity of railway noise at different speeds. *Journal of Sound and Vibration*, 2010, vol. 329, no. 25, P. 5273–5288.
14. Pulkki V., Daugintis R., Lähivaara T., Öyry A. Perceived difficulty of upwind shouting is a misconception explained by convective attenuation effect. *Scientific Reports*, 2023. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-32306-z> (accessed 8 May 2023).
15. Pulkki V., Lähivaara T., Huhtakallio L. Effects of flow gradients on directional radiation of human voice. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 2018, vol. 143 (2), pp. 1173–1181.
16. Boyko A.F., Kudenikov E.Yu. Accurate method for calculating the number of repetitions required. *Bulletin of BSTU im. V.G. Shukhov*, 2016, vol. 8, pp. 128–132. In Rus.
17. Lingya M., Cuiwei L., Liping F., Yuxing L., Juntao F. Leak detection of gas pipelines based on characteristics of acoustic leakage and interfering signals. *Sound & Vibration*, 2019, vol. 53 (4), pp. 111–128.
18. Silantiev A.A. Izmeritel sootnosheniya signal/shum [Signal-to-noise ratio meter]. *XVII Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Sovremennye tekhnika i tekhnologii* [XVII International scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists. Modern equipment and technologies]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. pp. 245–246.
19. Kovalev B.K. Determination of the throughput capacity of GDS pipelines *Vestnik gazprommasha*, 2011, no. 5, pp. 64–67. In Rus. Available at: [http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik5/vestnik5\\_st12/](http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik5/vestnik5_st12/) (accessed 7 May 2023).
20. Bernasconi G., Giunta G. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549
21. Juan L., Qiang Z., Zhihong Q., Xiaoping Y. A novel location algorithm for pipeline leakage based on the attenuation of negative pressure wave. *Process Safety and Environmental Protection*, 2019, vol. 123, pp. 309–316.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Александр Владимирович Ямкин**, заместитель начальника технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск», Россия, 634029, г. Томск, пр. Фрунзе, 9. A.Yamkin@gtt.gazprom.ru; шифр специальности ВАК: 01.02.05

**Максим Александрович Ямкин**, студент Санкт-Петербургского горного университета, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. makson.yamkin@mail.ru

**Михаил Алексеевич Бубенчиков**, доктор физико-математических наук, академик Международной академии технологических наук, ведущий специалист технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск», Россия, 634029, г. Томск, пр. Фрунзе, 9. M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

Поступила в редакцию: 15.05.2023

Поступила после рецензирования: 29.05.2023

Принята к публикации: 18.06.2023

#### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Alexander V. Yamkin**, Deputy Head of Technical Department, Gazprom transgaz Tomsk LLC, 9, Frunze avenue, Tomsk, 634029, Russian Federation. A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

**Maxim A. Yamkin**, Student, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. makson.yamkin@mail.ru

**Mikhail A. Bubenchikov**, Dr. Sc., Academician of the International Academy of Technological Sciences, Leading Specialist, Gazprom transgaz Tomsk LLC, 9, Frunze avenue, Tomsk, 634029, Russian Federation. M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

Received: 15.05.2023

Revised: 29.05.2023

Accepted: 18.06.2023