

УДК 622.692.48-047.44

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ ИНФРАЗВУКОВОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО ПОРШНЯ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

**Ямкин Александр Владимирович<sup>1</sup>,**  
A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

**Морин Игорь Юрьевич<sup>2</sup>,**  
i\_morin@vniigaz.gazprom.ru

**Ямкин Максим Александрович<sup>3</sup>,**  
makson.yamkin@mail.ru

**Супрунчик Виктор Владимирович<sup>4</sup>,**  
tori@torinsk.ru

**Маслов Алексей Станиславович<sup>1</sup>,**  
A.Maslov@gtt.gazprom.ru

**Бубенчиков Михаил Алексеевич<sup>1</sup>,**  
M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Томск»,  
Россия, 634029, г. Томск, пр. Фрунзе, 9.

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
Россия, 142717, г. Москва, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1, пос. Развилка, с.п. Развилковское.

<sup>3</sup> Санкт-Петербургский горный университет,  
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2.

<sup>4</sup> ООО «НПФ ТОРИ»,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Академика Ржанова, 2.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью ведения непрерывного мониторинга местоположения и скорости внутритрубных очистных устройств при их движении внутри трубопроводов, предназначенных для транспортировки углеводородов. Данный мониторинг необходим для обеспечения эффективного использования внутритрубных очистных устройств и минимизации трудозатрат при его извлечении в случае застревания. При этом требуется максимально возможная точность определения указанных показателей. Несмотря на наличие многочисленных систем для решения данной задачи, разработка оборудования для точного определения скорости и линейных координат при движении внутритрубного очистного устройства, а также при его нештатной остановке в трубопроводе, остается актуальной.

**Цель:** исследовать эффективность системы инфразвукового мониторинга газопроводов для сопровождения внутритрубного очистного устройства при движении и при нештатной остановке.

**Объекты:** линейная часть магистральных газопроводов и внутритрубные очистные устройства.

**Методы:** инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода для сопровождения внутритрубного очистного устройства с использованием сети распределенных датчиков, установленных в непосредственной близости от газопровода; прием и анализ инфразвуковых сигналов, возникающих при ударах внутритрубного очистного устройства о внутреннюю поверхность трубы; онлайн мониторинг текущего местоположения внутритрубного очистного устройства.

**Результаты.** Показана возможность сопровождения внутритрубного очистного устройства с использованием системы инфразвукового мониторинга газопроводов. При этом система в автоматическом режиме в реальном времени определяет местоположение и скорость при движении внутритрубного очистного устройства. Чувствительность датчиков системы при сопровождении внутритрубного очистного устройства позволяет устанавливать их на расстоянии до 40 км друг от друга для позиционирования внутритрубного очистного устройства с необходимой точностью. Наблюдавшиеся при испытаниях величины отклонения текущих координат, определенных с использованием системы, от фактических координат составили не более 46 м для движущегося внутритрубного очистного устройства и 7 м для остановившегося внутритрубного очистного устройства. Также экспериментально подтверждено, что инфразвуковой сигнал быстрее затухает при распространении по направлению движения потока газа.

**Выводы.** Инфразвуковой мониторинг является эффективным техническим решением по сопровождению внутритрубного очистного устройства при движении внутри трубопровода и при его поиске в случае нештатной остановки.

### **Ключевые слова:**

Магистральный газопровод, сопровождение внутритрубных очистных устройств, инфразвуковой мониторинг, поиск остановившегося очистного устройства, распространение инфразвука в газопроводе.

### **Введение**

Акустические волны, частота которых ниже 20 Гц, называют инфразвуковыми волнами, или инфразвуком. Инфразвуковые волны могут распространяться на большие расстояния без затухания [1], поэтому широко используются для исследования океана и структуры земли. В последнее время возрос интерес к применению инфразвуковых волн для мониторинга технического состояния трубопроводов. Ведущие нефтегазовые компании разработали ряд норматив-

ных документов, регламентирующих применение таких систем. В частности, в ПАО «Газпром» в 2021 г. разработаны временные требования к инфразвуковым системам мониторинга газопроводов для регистрации акустических волн в частотном диапазоне 0–20 Гц и последующей обработки полученного сигнала с целью выделения компонент, ассоциированных с определенным событием [2]. Описание работы одной из таких систем инфразвукового мониторинга представлено в настоящей статье. Данная система позволяет

осуществлять мониторинг газопровода по следующим событиям:

«Обнаружение утечек» – дистанционное выявление факта нарушения герметичности газопровода (утечки), определение места возникновения утечки; «Определение положения внутритрубных устройств» – дистанционное определение местоположения внутритрубного устройства в газопроводе.

Испытания системы в части обнаружения утечек опубликованы в работах [3, 4]. В данной статье представлены результаты испытаний системы инфразвукового мониторинга при сопровождении внутритрубного очистного устройства (ВОУ). Рассматриваемая в настоящей статье инфразвуковая система для мониторинга трубопроводов (ИСМГ) была запущена в рамках выполнения НИОКР по заказу ООО «Газпром трансгаз Томск». До выполнения указанной НИОКР данный вид мониторинга применялся на нефте- и продуктопроводах [5, 6].

#### Актуальность

При эксплуатации трубопроводов широко используются различные внутритрубные устройства (ВТУ), движущиеся с потоком перекачиваемого продукта и применяемые для очистки внутренней поверхности трубы (внутритрубные очистные устройства – ВОУ), разделения потока, а также для внутритрубной дефектоскопии. Одним из проблемных вопросов, связанных с использованием ВТУ, является определение их точного местоположения и скорости при движении в газопроводе в реальном времени [7, 8]. Это необходимо для своевременного понимания, двигается ли ВТУ или произошла его нештатная остановка, а также для сокращения затрат на поиск и извлечение застрявшего ВТУ из трубопровода. Кроме этого, мониторинг скорости при пропуске ВТУ необходим для обеспечения максимального эффекта от данной процедуры, так как известно, что оптимальная скорость движения ВТУ в потоке жидкости составляет 1–5 м/с, а в потоке газа эта величина составляет 2–7 м/с [9].

Существует несколько методов мониторинга движения ВТУ. Один из них – это контроль движения ВОУ группами специалистов линейно-эксплуатационной службы (контрольными постами), которые передвигаются вдоль трубопровода либо располагаются на крановых узлах и с использованием специальных переносных приборов, называемых приемниками или сигнализаторами [10, 11], отслеживают движение ВТУ путем фиксации акустических, вибрационных сигналов, магнитных либо электромагнитных сигналов, генерируемых при движении ВТУ [11]. Как показывает практика, такие приемники не всегда обеспечивают 100 % срабатывание при прохождении ВОУ, поскольку фиксируют факт прохождения основываясь на алгоритмах выделения максимальной амплитуды сигнала. При низких скоростях движения ВОУ (до 1 км/ч) амплитуда полезного сигнала растет медленно и фронты сигнала сглаживаются. Это затрудняет вычисление максимума сигнала и снижает вероятность корректного определения момента прохождения ВТУ контрольной точки. Учитывая, что выше-

указанные контрольные точки, как правило, располагаются на расстоянии 10–25 км друг от друга [11], а дальность прослушивания с использованием приемников может быть менее 500 м [10], при таком методе сопровождения ВОУ на большей части трубопровода остается «невидимым» для операторов. Кроме этого, переносные приемники позволяют обнаружить только сам факт прохождения ВОУ контрольной точки и не дают информацию о его скорости и местоположении [11]. Сопровождение ВОУ силами контрольных постов значительно осложняется при ограничении доступа к необходимым участкам трубопровода, в том числе из-за погодных условий.

Другой подход к сопровождению ВТУ – это установка на ВТУ «активной» системы, например, электромагнитного или акустического излучателей, которые взаимодействуют с приемниками, позволяющими локализовать местоположение ВТУ [10]. Ограничением данного метода является необходимость установки специальных устройств, что увеличивает стоимость и конструктивную сложность ВТУ [12]. Существуют интеллектуальные ВОУ, имеющие гироскопический блок самоопределения, чтобы отмечать положение контролируемого ВТУ на основе аномалий [12]. При этом данные о самопозиционировании ВТУ в реальном времени недоступны и загружаются только после выемки такого ВТУ из камеры приема после прохода участка трубопровода.

Третий, наиболее эффективный, по мнению авторов, подход, заключается в установке распределенной сети датчиков вдоль трассы трубопровода, регистрирующих изменение определенных параметров по мере движения ВТУ вдоль данной сети. На основе сравнительного анализа заданных параметров от датчиков сети такие системы позволяют определять текущее местоположение и скорость движения ВТУ. При этом могут использоваться как штатные датчики давления и расхода, являющиеся неотъемлемой частью любого трубопровода для транспортировки углеводородов, так и специальные датчики для сопровождения ВТУ. Так, например, широко используется метод сопровождения ВОУ путем сравнения значений давления и расхода транспортируемого продукта в участках трубопровода с двух сторон от ВТУ [12]. При этом погрешность определения местоположения ВТУ может составлять несколько километров и зависит от длины участков трубопровода между датчиками и величины изменения давления и расхода. Для повышения точности систем, работающих по такому принципу, используются математические модели для вычисления местоположения и скорости ВТУ, рассматриваемого как движущийся фронт волны [13].

Более точными являются системы на основе специальных датчиков, регистрирующих виброакустические сигналы, возникающие при движении ВТУ. Указанные сигналы возникают за счет трения ВТУ о внутреннюю поверхность трубы, ударов о не полностью открытую арматуру, дефекты геометрии трубы и обратные валики кольцевых сварных соединений [14]. Частотный спектр таких сигналов имеет диапазон от десятков герц до десятков мегагерц [15]. При

этом трубопровод действует как виброакустический волновод, и сигнал, генерируемый ВТУ, может распространяться на десятки километров через транспортируемый продукт либо по стенке трубопровода. Так, например, описаны системы, которые позволяют сопровождать ВТУ за счет регистрации и обработки вибрационных сигналов с помощью геофонов либо с помощью оптоволоконных, расположенных вдоль трубопровода в непосредственной близости от тела трубы и действующих как устройства распределенного акустического зондирования [12, 16]. В работе [17] описана система, позволяющая отслеживать движение ВТУ с использованием ультразвуковых датчиков. В работе [18] описана система для сопровождения ВТУ за счет регистрации виброакустических сигналов, распространяющихся в газовой среде, в диапазоне частот от 20 до 1000 Гц. В работе [11] описана система, позволяющая определять местоположение и скорость движения ВТУ за счет регистрации вибрационных сигналов, распространяющихся по стенке газопровода в диапазоне частот от 70 Гц и выше.

Подходы к сбору и обработке виброакустических данных от распределенных датчиков также могут отличаться. Так, например, в статье [12] представлены три методики регистрации и обработки виброакустических сигналов, возникающих при движении ВТУ. Первая методика – это кросскорреляционный анализ для определения разницы во времени поступления акустических сигналов, генерируемых ВТУ и зарегистрированных на противоположных сторонах от него. Вторая методика – это анализ акустических вейвлетов, возникающих при пересечении ВТУ обратных валиков кольцевых сварных соединений. Третья методика – это определение линейной координаты ВТУ как функции от частоты колебаний участка трубопровода, на конце которого находится ВТУ.

Несмотря на широкое применение и очевидные преимущества систем, основанных на использовании распределенной сети датчиков, существуют ряд ограничений для таких систем. В первую очередь это необходимость проведения комплекса строительно-монтажных работ для их установки, которые могут быть выполнены только при строительстве или реконструкции объектов. Второе ограничение – необходимость создания надежной линии связи с определенной пропускной способностью для возможности приема-передачи сигналов. Третье ограничение – это, как правило, высокая стоимость таких систем. Особенно это актуально для систем, работающих в высокочастотном спектре с малой дальностью действия и требующих большого количества датчиков на единицу длины трубопровода для возможности определения местоположения ВТУ с необходимой точностью. Например, на частотах от 2 до 5 МГц дальность действия известных приборов для регистрации акустической эмиссии на объектах из стали не превышает нескольких десятков сантиметров [19]. Системы, работающие в низкочастотном спектре (до 20 Гц), покрывают значительно большие участки для обнаружения ВТУ, и расстояние между датчиками может составлять десятки километров. Но при этом необходимо

учитывать, что в диапазоне частот 1–10 Гц сосредоточен основной частотный спектр помех, генерируемых при работе нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций, а также при движении тяжелой техники в районе трубопроводов [11]. В связи с этим необходимо применять специальные подходы для выделения полезного сигнала на фоне помех для обеспечения требуемой чувствительности таких систем. При этом обратной стороной повышения чувствительности могут являться ложные срабатывания систем. Также существует проблема обеспечения работоспособности распределенной системы мониторинга трубопроводов в целом при повреждении ее участка, в том числе при проведении земляных работ в охранной зоне трубопровода. Особенно это актуально для систем на основе оптоволоконных, расположенных вдоль трубопровода в непосредственной близости от тела трубы, но и для систем на основе распределенных датчиков также существует риск выхода из строя при повреждении проводных линий электропитания и связи между датчиками и контроллерами. Указанные контроллеры могут быть соединены с несколькими датчиками и находиться на расстоянии нескольких сотен метров от них. Кроме этого, методы, которые основаны на пассивном измерении виброакустических сигналов, корректно работают при движении ВТУ со скоростью более 0,7 км/ч [15]. При движении ВТУ с более низкой скоростью снижается амплитуда и крутизна фронтов полезного сигнала, что затрудняет его выделение на фоне шума. При остановке ВТУ и отсутствии ударов ВТУ о внутреннюю поверхность трубы такие системы не работают [12]. Для определения местоположения застрявшего ВТУ требуется анализ последних данных, полученных до его остановки, либо проведение дополнительных операций, например, генерация виброакустических сигналов в трубопроводе и последующее измерение времени возврата эхо-сигналов, отраженных от застрявшего ВТУ [12].

Одним из перспективных решений для сопровождения ВТУ является использование ИСМГ. Ключевой особенностью рассматриваемой системы является работа в инфразвуковом диапазоне (до 20 Гц) и реализация специальных подходов к выделению полезного сигнала при определении местонахождения ВТУ. Подробное описание ИСМГ приведено в работах [3–6]. Принцип работы системы заключается в регистрации и анализе акустических сигналов в инфразвуковом диапазоне. При этом осуществляется корреляционный анализ между акустическим сигналом, зарегистрированным на противоположных сторонах движущегося ВТУ, а также анализ количества и периодичности акустических всплесков, возникающих при пересечении ВТУ кольцевых сварных швов. Комбинация этих двух методов, синхронизация времени измерений, а также передача данных в реальном времени обеспечивают требуемую точность определения линейных координат движущегося и остановившегося ВТУ с использованием относительно небольшого количества датчиков. При этом, как показала практика, отсутствуют ложные срабатывания ИСМГ, в том

числе при изменении давления в газопроводе и движении сельскохозяйственной техники на расстоянии более 25 м от газопровода, т. е. за пределами его охранной зоны. С целью повышения надежности ИСМГ и сохранения работоспособности системы в целом при повреждении части датчиков предусмотрены схемы обработки инфразвуковых сигналов с помощью оставшихся датчиков, в том числе находящихся на разных расстояниях друг от друга. Используя тот факт, что инфразвуковые волны от движущегося ВТУ в трубопроводе распространяются на десятки километров, не требуется большого количества датчиков на единицу длины трубопровода. Так, например, ИСМГ позволяет измерять скорость движения ВТУ и его точное местоположение в реальном времени при расстоянии между датчиками до 40 километров, что подтверждено испытаниями. Результаты данных испытаний приведены в настоящей статье.

#### Методы

В настоящей статье представлены результаты испытаний мобильного и стационарного вариантов

ИСМГ, проведенные в период с 2012 по 2021 гг. Мобильный вариант ИСМГ испытывался на магистральном газопроводе «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» в 2012 г. Стационарный вариант системы испытывался на магистральном газопроводе «Парабель–Кузбасс» в 2017 и 2021 гг.

Испытания мобильного варианта ИСМГ проводились на участке 60–115 км магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток». На данном участке условный диаметр газопровода составляет 700 мм. При испытаниях мобильного варианта ИСМГ включала в себя следующие компоненты: инфразвуковой датчик системы (акустоэлектрический преобразователь) для первичного преобразования инфразвукового сигнала; модуль сбора и обработки данных, или контроллер (модуль МСОД); ноутбук для контроля и управления системой; программное обеспечение; канал связи. В мобильном варианте инфразвуковой датчик устанавливался на кран (Ду 15) взамен одного из штатных манометров линий отбора газа на площадке линейного кранового узла (рис. 1).

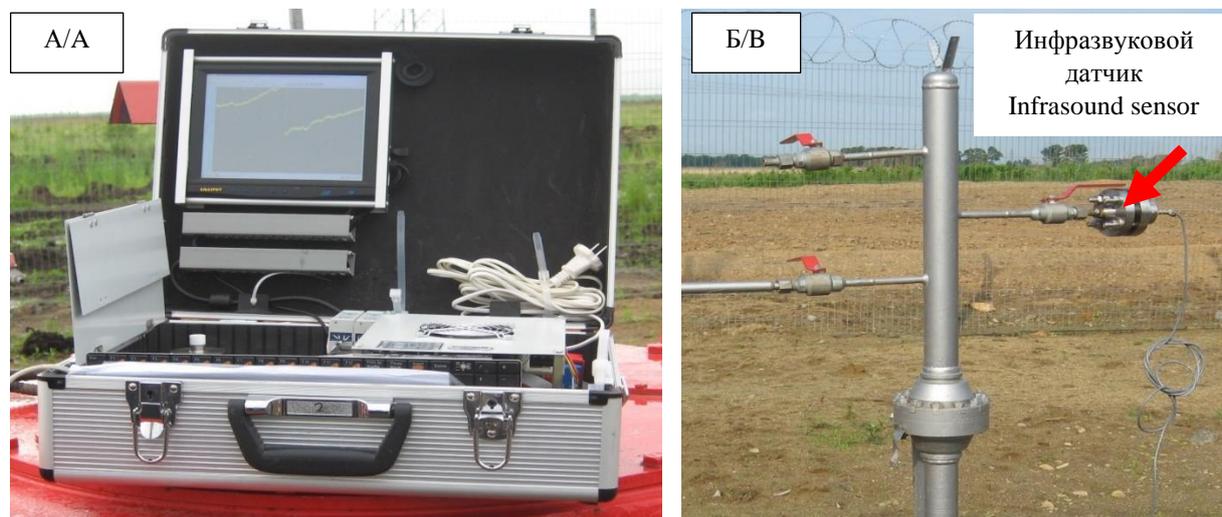


Рис. 1. Внешний вид (А) модуля сбора и обработки данных и (Б) инфразвукового датчика для мобильного варианта инфразвуковой системы

Fig. 1. Appearance of (A) device for data assembling and processing and (B) infrasound sensor of mobile variant of infrasound system

При этом на одном крановом узле устанавливался один инфразвуковой датчик и разворачивался один модуль МСОД. Датчики не влияли на транспортировку газа и фиксировали акустические сигналы в инфразвуковом диапазоне. Модуль МСОД и датчик соединялись кабелем. Модуль МСОД по беспроводной линии связи соединялся с ноутбуком для контроля и управления системой. Указанный ноутбук размещался на крановом узле или в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод.

В настоящей статье приведены результаты сопровождения ВОУ при расположении датчиков на крановых узлах на 70 км (КУ 70 км) и на 83 км (КУ 83 км). При движении ВОУ его местонахождение и скорость определялись за счет комбинации методов кор-

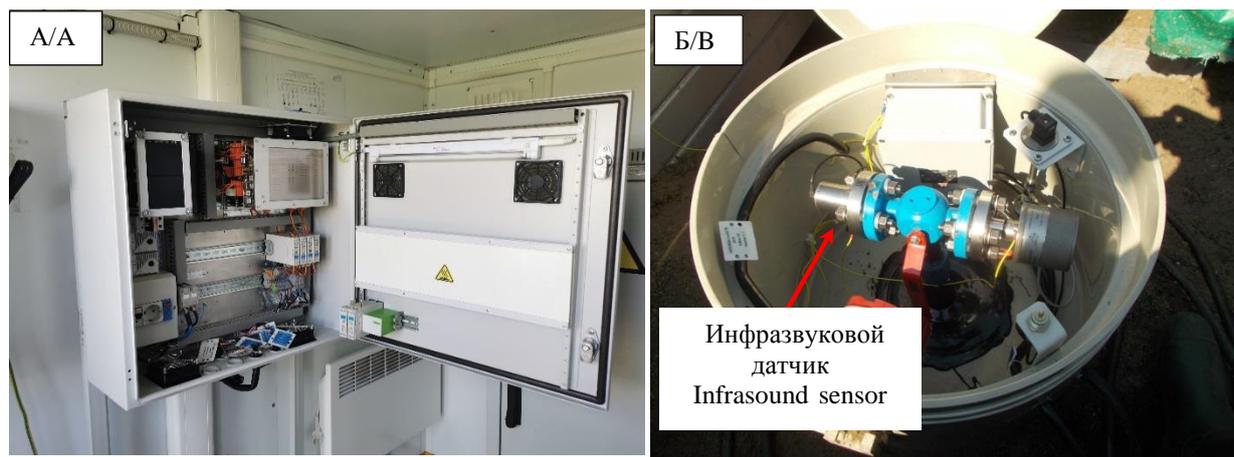
реляционного анализа между акустическим сигналом, зарегистрированным на противоположных сторонах движущегося ВОУ, и анализа акустических всплесков, генерируемых ВОУ при пересечении кольцевых сварных швов. При испытаниях мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга в качестве ВОУ использовался поршень полиуретановый манжетный, Ду 720.

Испытания стационарного варианта системы проводились на участке 530–570 км магистрального газопровода «Парабель–Кузбасс». Условный диаметр газопровода составляет 1000 мм. Для проведения испытаний инфразвуковые датчики и модули МСОД были установлены на линейной части магистрального газопровода в 5 узлах регистрации с разными расстояниями между узлами (7, 8, 12 и 13 км). Указанные

расстояния были выбраны исходя из технической возможности установки датчиков и необходимого оборудования для обработки и передачи сигнала. Инфразвуковой сигнал регистрировался в каждом узле, включавшем два инфразвуковых датчика, подключенных к модулю МСОД. Модуль МСОД размещался в блок-боксе станции катодной защиты, датчики монтировались на трехходовой кран, установленный на патрубок, врезанный в газопровод (рис. 2).

Датчики, расположенные на специализированных врезках, не влияли на транспортировку газа и фиксировали акустические сигналы в инфразвуковом диа-

пазоне. От датчиков информация передавалась на модули МСОД. Указанные модули были подключены по защищенному каналу связи к серверу ИСМГ, расположенному в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод. К серверу было подключено два автоматизированных рабочих места (АРМ) для контроля и управления системой, установленных в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод. При испытаниях стационарного варианта системы в качестве ВОУ использовался поршень полиуретановый манжетный, Ду 1020.



**Рис. 2.** Внешний вид (А) модуля сбора и обработки данных и (Б) инфразвукового датчика для стационарного варианта инфразвуковой системы

**Fig. 2.** Appearance of (A) device for data assembling and processing and (B) infrasound sensor of stationary variant of infrasound system for pipeline monitoring

Как в мобильном, так и в стационарном вариантах ИСМГ работала в непрерывном режиме, регистрировала и передавала на сервер инфразвуковые данные – оцифрованные акустические сигналы в инфразвуковом диапазоне, распространяющиеся по транспортируемому газу. Информация о текущей координате и скорости ВОУ отображалась на АРМ диспетчера в режиме реального времени.

При определении линейных координат ВОУ в качестве оси задавали протяженность магистрального газопровода по его образующей. Запуск ВОУ выполнялся за пределами участка, оснащенного и контролируемого ИСМГ.

В ходе испытаний проводились следующие проверки:

- проверка возможности применения ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу;
- проверка дальности определения ВОУ датчиками ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по ходу движения газа и против движения газа;
- проверка чувствительности системы при сопровождении ВОУ при разных расстояниях между датчиками системы;
- проверка сохранения работоспособности ИСМГ при выходе из строя части датчиков, в ходе кото-

рой оценивалась чувствительность системы при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с датчиков, расположенных на разных расстояниях друг от друга;

- проверка отклонения линейной координаты движущегося ВОУ по данным ИСМГ от фактической координаты ВОУ;
- проверка возможности применения системы мониторинга для определения положения ВОУ при остановке внутри газопровода.

Фактические линейные координаты определялись на основе данных от контрольных постов, состоявших из специалистов организации, эксплуатирующей газопровод и находившихся на трассе для регистрации фактического прохождения ВОУ контрольных участков с использованием переносных приемников.

Проверка определения ИСМГ координат остановившегося ВОУ осуществлялась с использованием дополнительных операций для генерации инфразвукового сигнала и анализа его отраженного сигнала. Генерация инфразвукового сигнала осуществлялась путем открытия крана (Ду 15) для сброса газа на линии отбора газа на площадке линейного кранового узла. Сброс газа выполнялся в течение 15–20 с в границах участка мониторинга между остановившимся ВОУ и камерой запуска.

### Результаты

Проверки ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу осуществлялись на основании анализа акустограмм, полученных путем записи системой акустических сигналов в ин-

фразвуковом диапазоне. На рис. 3 показана такая акустограмма с записью инфразвукового сигнала, зарегистрированного ИСМГ в момент запуска ВОУ на 60 км газопровода.

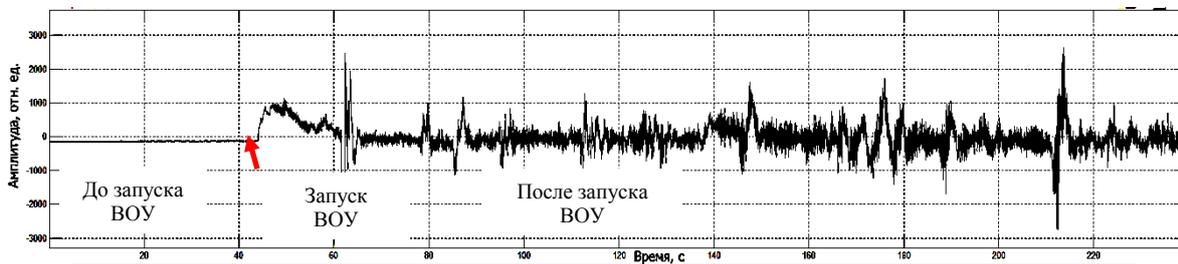


Рис. 3. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов системой при запуске очистного устройства на 60 км

Fig. 3. Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge was launched at 60 km

Как видно на рис. 3, после запуска ВОУ ИСМГ начала регистрировать инфразвуковой сигнал, отсутствующий до запуска ВОУ. Акустограмма зарегистрированного сигнала имеет узнаваемый вид, ха-

рактеризующийся периодическими всплесками амплитуды.

На рис. 4 показана акустограмма, зарегистрированная системой при дальнейшем движении ВОУ.

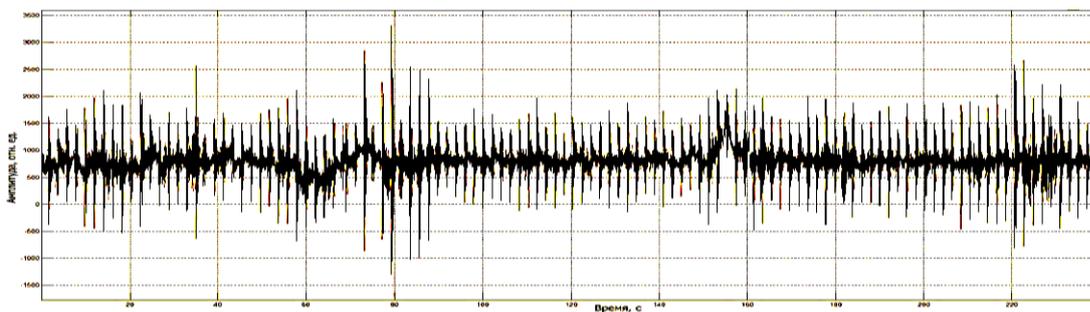


Рис. 4. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства по участку газопровода 72–73 км

Fig. 4. Acoustogram obtained by recording of acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline 72–73 km

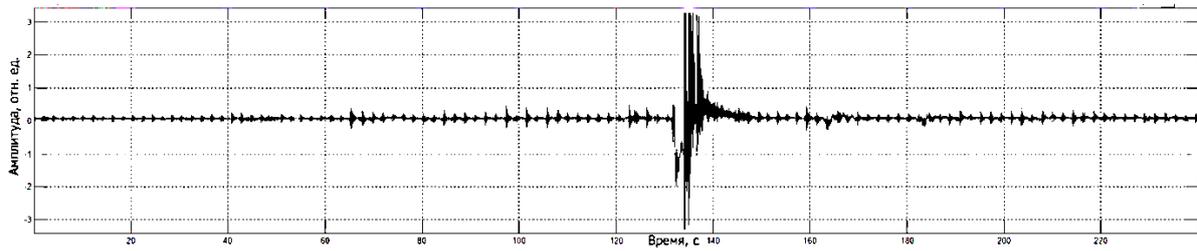
На рис. 4 видны периодические акустические всплески, отражающие удары ВОУ об обратные валики кольцевых сварных соединений. Известно, что, измеряя время между отдельными всплесками и зная расстояния между сварными соединениями трубных секций, можно определить местоположение и скорость движения ВОУ в любой момент времени при непрерывном акустическом [12] или вибрационном [11] мониторинге газопровода при движении ВОУ. Как видно на рис. 6, период возникновения всплесков составлял в среднем 2,2 с. Исходя из подсчета всплесков, зарегистрированных ИСМГ с момента запуска ВОУ, и сравнения количества этих всплесков с фактическими линейными координатами сварных соединений в исполнительной документации строительства газопровода, можно сделать вывод, что акустограмма на рис. 5 отражала движение ВОУ на участке газопровода с 72,4 по 73,6 км. Учитывая, что средняя длина труб, из которых изготовлен газопровод, составляла 11,5 м, можно сделать вывод, что скорость движения ВОУ на данном участке составляла 18,6 км/ч.

На рис. 5 показано движение ВОУ на следующем участке газопровода.

Как видно на рис. 5, скорость движения ВОУ на данном участке также составляла 18,6 км/час. Резкое увеличение амплитуды инфразвукового сигнала на временном интервале между 120-й и 140-й секундой указывает на столкновение ВОУ с препятствием внутри газопровода. При этом восстановление скорости ВОУ в течение 10 с после удара до прежней (это видно по восстановлению периода всплесков) может указывать на то, что препятствие не начало двигаться дальше вместе с ВОУ. На этом основании можно предположить, что данное препятствие не является посторонним включением в виде мусора или отложения гидратов. Исходя из подсчета всплесков на акустограмме и сравнения количества этих всплесков с фактическими линейными координатами сварных соединений, можно сделать вывод, что препятствие было расположено на 74,3 км газопровода. Таким образом, на основе анализа акустограмм, полученных с помощью ИСМГ, можно определять наличие и ме-

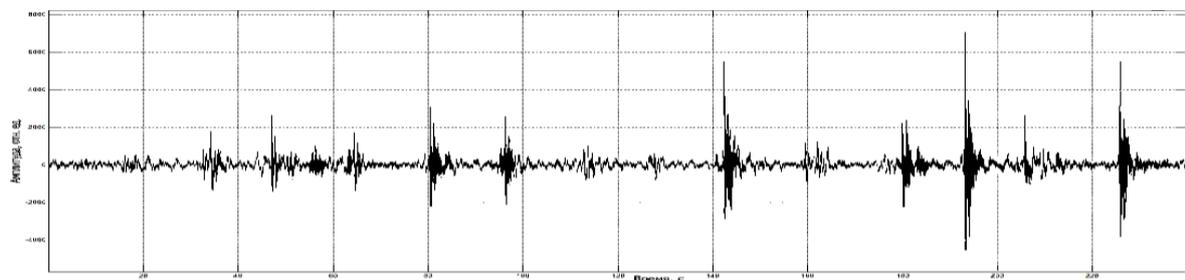
стоположение дефектов геометрии трубы и посторонних включений, таких как строительный мусор, гидратные отложения.

На рис. 6 показана акустограмма при движении ВОУ на 96 км газопровода, т. е. вне участка, ограниченного датчиками системы.



**Рис. 5.** Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства на участке газопровода 73–75 км

**Fig. 5.** Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline from 73 to 75 km



**Рис. 6.** Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства по участку газопровода на 96 км

**Fig. 6.** Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline at 96 km

Как видно на рис. 6, период инфразвуковых всплесков (ударов ВОУ о кольцевые сварные швы) составляет 15,08 с. Исходя из того, что средняя длина трубных секций и на этом участке также составляет 11,5 м, следует, что скорость ВОУ на данном участке снизилась в 7 раз и составляла 2,7 км/час. Необходимо отметить, что, несмотря на низкую скорость движения ВОУ, наблюдаются ярко выраженные всплески

инфразвукового сигнала при ударах о сварные швы, а отношение амплитуды полезного сигнала к амплитуде шума составляет не менее трех. Это позволяет отчетливо выделять полезный сигнал на фоне шумов.

На основе полученных акустограмм движения ВОУ был построен график скорости движения ВОУ на всем протяжении участка газопровода, подлежащего очистке. Данный график приведен на рис. 7.



**Рис. 7.** График скорости движения очистного устройства на участке 60–115 км

**Fig. 7.** Graph of the speed of the cleaning gauge on the section of the gas pipeline 60–115 km

**Таблица 1.** Сравнение координат очистного устройства по фактическим данным и по данным мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга

**Table 1.** Comparison of cleaning gauge coordinates according to the factual data and according to the data of the mobile version of the infrasound system

$X_0$	$X$	$\Delta X$
	м/м	
60360	62075	1715
61300	63019	1719
65600	67143	1543
69612	71331	428
75909	76410	501
82082	82433	351
93996	95685	1689
100048	101846	1798
115000	117324	2324

$X_0$  – фактическая координата очистного устройства/factual coordinate of cleaning gauge;  $X$  – координата очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/coordinate of cleaning gauge by data of the infrasound system;  $\Delta X = X - X_0$ .

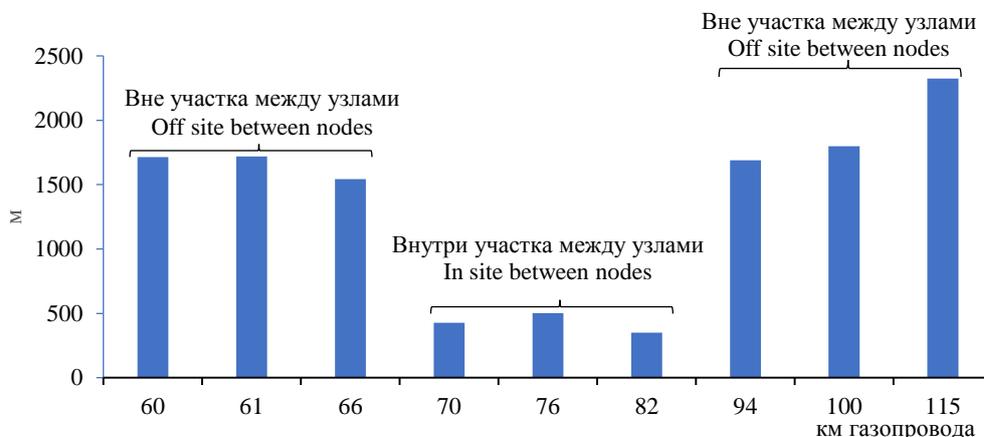
Как видно на графике, скорость движения ВОУ на разных участках газопровода значительно различалась, что указывает на целесообразность проведения дополнительных проверок технического состояния газопровода для выявления причин наблюдаемой не-

равномерности скорости ВОУ. При этом использование ИСМГ позволяет специалистам организации, эксплуатирующей газопровод, увидеть конкретные участки газопровода, на которые необходимо обратить особое внимание.

Наличие данных подтверждений может служить подтверждением наблюдаемых на акустограммах ударов ВОУ о препятствия внутри трубы.

Сравнительные результаты линейных координат ВОУ, полученных от мобильного варианта ИСМГ и фактических линейных координат, приведены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что разница между фактически линейными координатами ВОУ и координатами, полученными с использованием мобильного варианта ИСМГ, достаточно существенна. Поэтому можно говорить о том, что полученные результаты показали лишь принципиальную возможность определения местоположения ВОУ в процессе движения путем акустического мониторинга газопровода в инфразвуковом диапазоне при установке датчиков на участке КУ70–КУ83, т. е. с интервалом 13 км. При этом из табл. 1 видно, что при движении ВОУ на участке газопровода с 69 по 82 км разница фактических координат ВОУ и координат ВОУ по данным ИСМГ была более чем в 5 раз меньше, чем при движении ВОУ по остальному участку газопровода. Для наглядности на рис. 8 представлена диаграмма, показывающая эту разницу.



**Рис. 8.** Сравнение фактических линейных координат очистного устройства и координат, полученных с использованием мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга  
 Amount of deviation between the factual linear coordinates of the cleaning gauge and the coordinates obtained using the mobile version of infrasound system, m

**Fig. 8.** Comparison of the factual linear coordinates of the cleaning gauge and the coordinates obtained using the mobile version of the infrasound system

Исходя из того, что узлы с датчиками ИСМГ были расположены на участке 70–83 км, наблюдаемая разница указывает на то, что точность ИСМГ существенно выше, когда узлы находятся по обе стороны от ВОУ и системой определяется местоположение ВОУ как на основе корреляционного анализа между акустическим сигналом, зарегистрированным на про-

тивоположных сторонах движущегося ВОУ, так и на основе анализа количества и периодичности акустических всплесков. В любом случае в мобильном варианте исполнения ИСМГ не обеспечивала достаточную точность определения линейной координаты ВОУ. В связи с этим полученные результаты послужили предпосылкой для дальнейшего исследования

возможности применения системы инфразвукового мониторинга на магистральных газопроводах в части повышения точности определения текущей координаты местоположения ВОУ. Дальнейшие испытания проводились с использованием стационарного варианта ИСМГ на участке 530–570 км магистрального газопровода «Парабель–Кузбасс».

Для проверки дальности определения ВОУ датчиками стационарного варианта ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по направлению движения газа и против направления движения газа сравнивались величины полезных сигналов, зарегистрированных датчиками системы в разных узлах, при движении ВОУ в начале и в конце участка, ограниченного датчиками ИСМГ, соответственно. Величина полезного сигнала рассчитывалась как отношение амплитуды полезного сигнала к шуму. Результаты проведенной оценки представлены в табл. 2.

**Таблица 2.** Дальность определения очистного устройства системой инфразвукового мониторинга при распространении сигнала по направлению движения газа и против направления движения

**Table 2.** Range of determination of cleaning gauge by the infrasound monitoring system during signal propagation downstream and upstream in gas flow

Распространении сигнала по направлению движения газа Downstream propagation of signal in gas flow					
Расстояние от датчика до очистного устройства, км Distance from the sensor to the cleaning gauge, km	0	7	20	32	40
Отношения амплитуд сигнал/шум, отн. ед Signal-to-noise ratio of amplitudes, rel. units	5,1	4,9	3,2	2,6	1,7
Распространении сигнала против направления движения газа Upstream propagation of signal in gas flow					
Расстояние от датчика до очистного устройства, км Distance from the sensor to the cleaning gauge, km	0	8	20	33	40
Отношения амплитуд сигнал/шум, отн. ед Signal-to-noise ratio of amplitudes, rel. units	11	10,4	8,2	7,6	5,8

Как видно из табл. 2, дальность определения ВОУ датчиками ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по направлению движения газа составляла как минимум 40 км. При этом амплитуда полезного сигнала за 40 км снижалась в 3 раза. Дальность определения ВОУ датчиками ИС при распространении инфразвукового сигнала против хода газа составляла как минимум 40 км. При этом амплитуда полезного сигнала снижалась за 40 км в 2 раза. Полученные данные сопоставимы с экспериментальными результатами, представленными в работе [19].

Для проверки сохранения работоспособности ИСМГ при выходе из строя части датчиков проведена проверка чувствительности системы при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с датчиков, расположенных на разных расстояниях друг от друга. На рис. 9 показаны возможные комбинации обработки сигналов с разных датчиков для определения местоположения ВОУ.

Как видно из рис. 9, принятая для испытаний конфигурация расположения датчиков позволяла сравнить чувствительность системы при расстояниях между датчиками от 8 до 40 км. За чувствительность при корреляционном анализе принимали произведение отношений величин полезного сигнала к величинам шума, полученным с пар соседних узлов, расположенных на расстояниях 8, 20, 33 и 40 км друг от друга, соответственно, деленное на значение произведения отношений величин полезного сигнала к величинам шума, полученным с двух узлов при наименьшем расстоянии между ними. При анализе инфразвуковых сигналов, распространяющихся по направлению движения газа, наименьшее расстояние между узлами было 7 км, а при анализе инфразвуковых сигналов, распространяющихся против хода газа, наименьшее расстояние между узлами было 8 км. Такой метод расчета был выбран исходя из того, что при наименьшем расстоянии между узлами чувствительность системы была наибольшей. Значения чувствительности приведены в табл. 3.



**Рис. 9.** Схема обработки инфразвуковых сигналов

**Fig. 9.** Scheme for processing infrasound signals

Как видно из табл. 3, чувствительность системы при регистрации сигнала, распространяющегося по направлению движения газа, снижалась в 3 раза при увеличении расстояния между узлами с 7 до 40 км. При регистрации сигнала, распространяющегося против направления движения газа, чувствительность си-

стемы снижалась в 1,8 раз при увеличении расстояния между датчиками до 40 км.

Проверку точности определения ИСМГ координат движущегося и остановившегося ВОУ проводили путем сравнения координат ВОУ по данным ИСМГ с фактическими координатами ВОУ. Результаты про-

верки точности определения ИСМГ координат приведены в табл. 4.

Как видно из табл. 4, точность ИСМГ, т. е. отклонение координат по данным ИСМГ от фактических координат для движущегося ВОУ, составила  $\pm 46$  м, а для остановившегося ВОУ –  $\pm 7$  м.

**Таблица 3.** Чувствительность инфразвуковой системы при сопровождении очистного устройства при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с узлов, расположенных на разных расстояниях друг от друга

**Table 3.** Infrasound system sensitivity for tracking cleaning gauge at correlation analysis of infrasound signals from nodes located at different distances from each other

Корреляционный анализ сигналов, распространяющихся по направлению движения газа Correlation analysis for downstream propagation of infrasound signal in gas flow				
Расположение узлов, км Location of nodes, km	530–537	530–550	530–562	530–570
L, км/км	7	20	32	40
S, отн.ед/rel.units	1,00	0,65	0,53	0,34
Корреляционный анализ сигналов, распространяющихся против направления движения газа Correlation analysis for upstream propagation of infrasound signal in gas flow				
Расположение узлов, км Location of nodes, km	570–562	570–550	570–537	570–530
L, км/км	8	20	33	40
S, отн.ед/rel.units	1,00	0,79	0,73	0,56

L – расстояние между узлами/distance between nodes;  
 S – чувствительность инфразвуковой системы/infrasound system sensitivity.

**Таблица 4.** Сравнение фактических линейных координат движущегося и остановившегося очистного устройства с координатами по данным системы инфразвукового мониторинга

**Table 4.** Comparison of cleaning gauge coordinates in movement and in stopping according to the factual data and according to the data of infrasound system

X	X <sub>0</sub> м/м	$\Delta X$
Движущееся очистное устройство/Cleaning gauge in movement		
536790	536836	46
548984	549007	23
565730	565710	-20
Остановившееся очистное устройство Cleaning gauge in stopping		
537352	537359	7

X – координата очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/cleaning gauge coordinate by the data of infrasound system; X<sub>0</sub> – фактическая координата очистного устройства/factual coordinate of the cleaning gauge;  $\Delta X = X_0 - X$ .

Результаты сравнения времени фактического прохождения ВОУ контрольных точек и времени прохождения данных точек по показаниям ИСМГ приведены в табл. 5.

Как видно из табл. 5, разница во времени фактического прохождения ВОУ контрольных точек и време-

ни прохождения данных точек по данным ИСМГ составляла не более 69 секунд. Учитывая, что процесс пропускания ВОУ по газопроводу длится часами, такая величина задержки позволяет говорить о получении данных от ИСМГ в режиме онлайн.

**Таблица 5.** Сравнение фактического времени прохождения очистным устройством контрольных точек с временем по данным инфразвуковой системы

**Table 5.** Comparison of the factual time of passing control points by cleaning gauge with the time according to the data of infrasound system

X, м/м	t <sub>ф</sub> , ч:мин:с	t <sub>с</sub> , час:мин:с	$\Delta t$ , мин:с
	t <sub>f</sub> , h:min:s	t <sub>s</sub> , h:min:s	$\Delta t$ , min:s
536836	11:11:23	11:12:24	1:01
549007	13:11:23	13:12:32	1:09
565710	14:27:45	14:28:47	1:02

X – линейная координата контрольной точки/linear coordinate of the control point; t<sub>ф</sub> (t<sub>f</sub>) – фактическое время прохождения очистного устройства/factual time of passing the cleaning gauge of control points; t<sub>с</sub> (t<sub>s</sub>) – время прохождения очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/time of passing the cleaning gauge of control points;  $\Delta t = t_c - t_f / \Delta t = t_s - t_f$ .

#### Обсуждение

Проверка возможности применения ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу показала, что данная система позволяет сопровождать ВОУ. Регистрация и обработка инфразвуковых сигналов, генерируемых при движении ВОУ, позволяет определять текущую линейную координату и скорость ВОУ, выявлять наличие и местоположение дефектов геометрии трубы и внутритрубных включений, таких как посторонние предметы и гидратные отложения.

Стационарное исполнение оборудования системы мониторинга обеспечивает обнаружение ВОУ при расстоянии между узлами регистрации (датчиками) до 40 км. При этом полученные результаты показали, что при распространении по направлению движения газа инфразвуковой сигнал на расстоянии 40 км от источника затухал в 1,5 раза сильнее по сравнению с затуханием этого сигнала при распространении против направления движения газа. Это может быть связано с эффектом конвективного усиления, описанного в работах [20, 21]. Применительно к нашему исследованию количественно данный эффект может интерпретирован следующим образом [21]: при распространении против направления движения газа звук усиливается в k раз по сравнению со звуком, распространяющимся по направлению движения газа, при этом

$$k = (1 + v/c)^2 / (1 - v/c)^2, \quad (1)$$

где v – скорость потока; c – скорость звука.

Исходя из формулы (1), например, при скорости движения газа 12 м/с и скорости звука в магистральном газопроводе 425 м/с [22]:

$$k = (1 + v/c)^2 / (1 - v/c)^2 = (1 + 12/425)^2 / (1 - 12/425)^2 = 1,1.$$

Это означает, что теоретически при распространении по направлению движения газа величина инфра-

звукового сигнала должна быть в 1,1 ниже по сравнению с величиной этого сигнала при распространении против направления движения газа. Наблюдаемая нами разница между экспериментальными и теоретическими данными может объясняться тем, что затухание акустического сигнала в эксперименте всегда больше рассчитанных значений по существующим моделям [19].

Проверка отклонения определения текущей линейной координаты движущегося ВОУ по данным системы инфразвукового мониторинга относительно фактических координат показала возможность применения системы инфразвукового мониторинга для определения положения внутритрубных устройств во время движения по газопроводу. При этом отклонение от фактических координат составило не более 46 м.

Проверка возможности применения системы мониторинга для определения положения ВОУ при остановке внутри газопровода показала, что точность определения координат остановившегося ВОУ повышается более чем в 6 раз относительно точности определения координат движущегося ВОУ и составляет не более 7 м. Это достигается за счет дополнительных операций в виде сброса газа на стояке отбора

газа крановых узлов для генерации инфразвукового сигнала и анализа его отраженного сигнала.

### Заключение

По результатам испытаний сделан вывод о том, что система инфразвукового мониторинга газопроводов позволяет определять положение движущегося внутритрубного очистного устройства с точностью  $\pm 46$  м, а также положение остановившегося внутритрубного очистного устройства с точностью  $\pm 7$  м с выводом текущей координаты на компьютер диспетчера в режиме онлайн. Кроме этого, проведенные исследования подтвердили, что затухание инфразвукового сигнала происходит быстрее при распространении по направлению движения.

### Выводы

Инфразвуковой мониторинг позволяет с высокой точностью определять местоположение внутритрубного очистного устройства при его движении внутри трубопровода и в случае нештатной остановки. При этом расстояние между датчиками может быть до 40 км.

Таким образом, система инфразвукового мониторинга газопроводов является эффективным средством для непрерывного контроля текущего местоположения внутритрубного очистного устройства в движении и при нештатной остановке.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Морз Ф. Колебания и звук. – Л.: Государственное изд-во технико-теоретической литературы 1949. – 497 с.
2. Временные технические требования к инфразвуковой системе мониторинга газопроводов. – СПб: ПАО «Газпром, 2020. – 14 с.
3. Инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода / Н.В. Чухарева, А.М. Ревазов, А.В. Ямкин, А.С. Маслов // Газовая промышленность. – 2019. – № 6. – С. 42–49.
4. Ямкин А.В., Чухарева Н.В. Опытные испытания системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода // Трубный транспорт углеводородов: II-я Всероссийская конференция. – Омск: Омский государственный технический университет, 2018. – С. 99–105.
5. Супрунчик В.В. Неотложные меры для защиты трубопроводов // Химическая техника. – 2014. – № 8. – С. 18–21.
6. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система сопровождения внутритрубных снарядов (ССВС-001) // Трубопроводный транспорт нефти. – 2003. – № 12. – С. 9–12.
7. Modeling and simulation for PIG with bypass flow control in natural gas pipeline / T.T. Ngyueo, S.B. Kim, H.R. Yoo, Y.W. Rho // KSME International Journal. – 2001. – V. 15. – № 9. – P. 1302–1310.
8. Liang Z., He H., Cai W. Speed simulation of bypass hole PIG with a brake unit in liquid pipe // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – № 42. – P. 40–47.
9. Experimental study on movement characteristics of bypass pig / J. Chen, X. Luo, H. Zhang, L. He, J. Chen, K. Shi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – № 59. – P. 212–223.
10. Каталог продукции центра очистки и диагностики трубопроводов «Семигорье» // 2018. URL: <https://semigor.ru/catalog/> (дата обращения 25.01.2022).
11. Бочкарев Н.Н., Курочкин А.А. Вибродиагностический контроль движения внутритрубных объектов в магистральных газопроводах // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 86–98.
12. 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
13. Numerical simulation of pig motion in gas and liquid pipelines using the Flux-Corrected Transport method / R.A.C. Patricio, R.M. Baptista, F.B. de Freitas Rachid, G.C.R. Bodstein // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 189. – P. 1–19.
14. Experiments and modeling of by-pass pigging under low-pressure conditions / M.H.W. Hendrix, H.P. Jsseldijk, W.P. Breugem, R.A.W.M. Henkes // Journal of Process Control. – 2018. – V. 71. – P. 1–13.
15. Калиниченко А.Н. Структурная схема обнаружения и распознавания сигналов при прохождении внутритрубных объектов // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 3 (4). – С. 114–119. URL: <https://jwtsu/journal/article/view/289/290> (дата обращения 25.12.2022).
16. Hartog A.H. An introduction to distributed optical fibre sensors // 2017. URL: <https://doi.org/10.1201/9781315119014> (дата обращения 25.01.2022).
17. Кротенок Ю.С. Измерительно-вычислительный комплекс для идентификации прохождения внутритрубных объектов // Вестник ГТТУ им. П.О. Сухого. – 2021. – № 1. – С. 113–119.
18. Автоматизированный акустический контроль динамики прохождения очистных поршней и устройств диагностики по магистральному трубопроводу / А.С. Вербило, С.П. Корзун, Н.С. Костин, К.В. Новичков, Н.А. Пономарева, Е.Ф. Токарев, А.В. Тябликов, М.В. Жогун, З.А. Магомедов, И.О. Мачехин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2. – С. 75–85.
19. Барабанов С.А., Гликман Б.Ф. Коэффициент затухания акустической волны, распространяющейся в турбулентном потоке протяженного трубопровода // Акустический журнал. – 2009. – Т. 55. – № 2. – С. 171–179.
20. Dowling A. Convective amplification of real simple sources // Journal of Fluid Mechanics. – 1976. – V. 74. – P. 3. – P. 529–546.
21. Pulkki V., Lahivaara 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.
22. Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Исследование зависимости скорости звука от давления в магистральных газопроводах высокого и сверхвысокого давления // Газовая промышленность. – 2019. – № 5. – С. 80–84.

Поступила 26.05.2022 г.

#### **Информация об авторах**

**Ямкин А.В.**, заместитель начальника технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

**Морин И.Ю.**, кандидат технических наук, заместитель начальника лаборатории центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

**Ямкин М.А.**, студент Санкт-Петербургского горного университета.

**Супрунчик В.В.**, кандидат физико-математических наук, директор ООО «НПФ ТОРИ».

**Маслов А.С.**, кандидат технических наук, начальник технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

**Бубенчиков М.А.**, доктор физико-математических наук, академик Международной академии технологических наук, ведущий специалист технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

UDC 622.692.48-047.44

## USE OF THE SYSTEM OF INFRASOUND MONITORING FOR TRACKING PIPELINE CLEANING GAUGE ON THE MAIN GAS PIPELINE

**Alexander V. Yamkin<sup>1</sup>,**  
A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

**Igor Y. Morin<sup>2</sup>,**  
i\_morin@vniigaz.gazprom.ru

**Maxim A. Yamkin<sup>3</sup>,**  
makson.yamkin@mail.ru

**Viktor V. Suprunchik<sup>4</sup>,**  
tori@torinsk.ru

**Alexey S. Maslov<sup>1</sup>,**  
A.Maslov@gtt.gazprom.ru

**Mikhail A. Bubenchikov<sup>1</sup>,**  
M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

<sup>1</sup> Gazprom transgaz Tomsk LLC,  
9, Frunze avenue, Tomsk, 634029, Russia.

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC,  
bld. 1, vl. 15, Proektiruemy proezd no. 5537, s.p. Razvilkovskoe, pos. Razvilka, Moscow, 142717, Russia.

<sup>3</sup> Saint Petersburg Mining University,  
2, 21 line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia.

<sup>4</sup> LLC NPF TORI,  
2, Academician Rzhanova avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need of on-line tracking of pipeline inspection and cleaning gauges in time of pigging procedures of pipelines for transportation of hydrocarbons. In this process, the maximum possible accuracy in determining the speed and location of pipeline inspection and cleaning gauge is required. Despite on the presence of numerous systems for solving this problem, the development of equipment for accurately determination of the speed and linear coordinates of moving and stopping of pipeline inspection and cleaning gauge, remains an urgent problem.

**The main aim** of the research is to investigate the effectiveness of the system for infrasound monitoring of gas pipelines for tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge and for its location in the case of stuck in the pipeline.

**Objects:** linear part of main gas pipelines and pipeline inspection and cleaning gauge.

**Methods:** infrasound monitoring of the main gas pipeline for tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge with the aid of network of distributed sensors; the sensors were installed in the immediate vicinity from the pipe; receiving and processing of infrasonic signals arising from the contacts of the pipeline inspection and cleaning gauge with inner surface of the pipe; on-line monitoring of the current position of the pipeline inspection and cleaning gauge.

**Results.** It was demonstrated that the system of infrasound monitoring of gas pipelines allows implementing tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge and to locate it in the case of stuck in the pipeline. The system automatically determines the location and speed during the movement of the pipeline inspection and cleaning gauge in real time. The sensitivity of the sensors of the system allows them to be installed at a distance of up to 40 km from each other for positioning pipeline inspection and cleaning gauge with required accuracy. The deviation of the travelling pipeline inspection and cleaning gauge coordinate, which was determined by the system, was less than 46 m from the actual coordinate. When the pipeline inspection and cleaning gauge is stopped, the infrasound monitoring system allows determining its position with a deviation of less than 7 m from the actual coordinate. It is also experimentally confirmed that the infrasonic signal attenuates faster when propagating in the direction of the gas flow.

**Conclusion.** Infrasound monitoring is an effective technical solution for tracking pipeline inspection and cleaning gauge when it is moving in pipeline and when it is necessary to find it in the case of stuck in the pipeline.

### Key words:

Main gas pipeline, tracking of cleaning gauge, infrasound monitoring, search for a stopped cleaning gauge, propagation of infrasound in a gas pipeline.

### REFERENCES

1. Morse F. *Kolebaniya i zvuk* [Oscillations and sound]. Leningrad, State Publ. house of technical and theoretical literature, 1949. 497 p.
2. *Vremennye tekhnicheskie trebovaniya k infrazvukovoy sisteme monitoringa gazoprovodov* [Temporary technical requirements for the infrasound gas pipeline monitoring system]. Saint Petersburg, PJSC Gazprom Publ., 2020. 14 p.
3. Chukhareva N.V., Revazov A.M., Yamkin A.V., Maslov A.S. Infrasound monitoring of the main gas pipeline. *Gas industry*, 2019, no. 6, pp. 42–49. In Rus.
4. Yamkin A.V., Chukhareva N.V. Opytnye ispytaniya sistemy infrazvukovogo monitoringa na uchastke magistralnogo gazoprovoda [Experimental tests of the infrasound monitoring system at the section of the main gas pipeline]. *II-ya Vserossiyskaya konferentsiya. Trubny transport uglevodorodov* [II All-Russian conference. Pipe transport of hydrocarbons]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2018. pp. 99–105.
5. Suprunchik V.V. Neotlozhnye меры для защиты трубопроводов [Urgent measures to protect pipelines]. *Khimicheskaya tekhnika*, 2014, no. 8, pp. 18–21.
6. Suprunchik V.V., Kononov N.M., Myznikov M.O. Sistema soprovozhdeniya vnutritrubnykh snaryadov (SSVS-001) [Tracking system for inline pigs (SSVS-001)]. *Truboprovodnyy transport nefii*, 2003, no. 12, pp. 9–12.
7. Ngyueo T.T., Kim S.B., Yoo H.R., Rho Y.W. Modeling and simulation for PIG with bypass flow control in natural gas pipeline. *KSME International Journal*, 2001, vol. 15, no. 9, pp. 1302–1310.
8. Liang Z., Cai H., He W. Speed simulation of bypass hole PIG with a brake unit in liquid pipe. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, no. 42, pp. 40–47.

9. Chen J., Luo X., Zhang H., He L., Chen J., Shi K. Experimental study on movement characteristics of bypass pig. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, no. 59, pp. 212–223.
10. *Katalog produktsii tsentra ochistki i diagnostiki truboprovodov «Semigorye»* [Catalog of products of the center for diagnostics of pipelines «Semigorye»]. 2018. Available at: <https://semigor.ru/catalog/> (accessed 25 January 2022).
11. Bochkarev N.N., Kurochkin A.A. Vibrodiagnostic control of the movement of in-line objects in main gas pipelines. *Oil and gas business*, 2012, no. 5, pp. 86–98. In Rus.
12. 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
13. Patricio R.A.C., Baptista R.M., De Rachid F.B.F., Bodstein G.C.R. Numerical simulation of pig motion in gas and liquid pipelines using the Flux-Corrected Transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 189, pp. 1–19.
14. Hendrix M.H.W., Jsseldijk H.P., Breugem W.P., Henkes R.A.W.M. Experiments and modeling of by-pass pigging under low-pressure conditions. *Journal of Process Control*, 2018, vol. 71, pp. 1–13.
15. Kalinichenko A.N. *Structural scheme of detection and recognition of signals during the passage of in-line objects*. 2012. Available at: <https://jwtsu.ru/journal/article/view/289/290> (accessed 25 December 2021).
16. Hartog A.H. *An introduction to distributed optical fibre sensors*. 2017. Available at: <https://doi.org/10.1201/9781315119014> (accessed 25 January 2022).
17. Krotenok Yu. S. Measuring and computing complex for identification of the passage of in-line objects. *Bulletin of GSTU im. O.N. Sukhoi*, 2021, no. 1, pp.113–119. In Rus.
18. Verbilo A.S., Korzun S.P., Kostin N.S., Novichkov K.V., Ponomareva N.A., Tokarev E.F., Tyablikov A.V., Zhogun M.V., Magomedov Z.A., Machehkin I.O. Avtomatizirovanny akusticheskiy kontrol dinamiki prokhozhdeniya ochistnykh porshney i ustroystv diagnostiki po magistralnomu truboprovodu [Automated acoustic control of the dynamics of the passage of cleaning pistons and diagnostic devices through the main pipeline]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2016, no. 2, pp. 75–85.
19. Barabanov S.A., Glikman B.F. Koeffitsiyent zatukhaniya akusticheskoy volny, rasprostranyayushchey v turbulentnom potoke protyazhennogo truboprovoda [Acoustic wave damping coefficient propagating in a turbulent flow of an extended pipeline]. *Akusticheskii zhurnal*, 2009, vol. 55, no. 2, pp. 171–179.
20. Dowling A. Convective amplification of real simple sources. *Journal of Fluid Mechanics*, 1976, vol. 74, P. 3, pp. 529–546.
21. Pulkki V., Lahivaara 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.
22. Lurie M.V., Musailov I.T. Study of the dependence of the speed of sound on pressure in the main gas pipelines of high and superhigh pressure. *Gas industry*, 2019, no. 5, pp. 80–84. In Rus.

Received: 26 May 2022.

#### Information about the authors

**Alexander V. Yamkin**, deputy head of technical department, Gazprom transgaz Tomsk LLC.

**Igor Y. Morin**, Cand. Sc., deputy head of the Laboratory of the Corporate Scientific and Technical Center for Controlling the Technical Condition and Integrity of Production Facilities, Gazprom VNIIGAZ LLC.

**Maxim A. Yamkin**, student, Saint Petersburg Mining University.

**Viktor V. Suprunchik**, Cand. Sc., director, NPF TORI LLC.

**Alexey S. Maslov**, Cand. Sc., head of technical department, Gazprom transgaz Tomsk LLC.

**Mikhail A. Bubenchikov**, Dr. Sc., Academician of the International Academy of Technological Sciences, leading specialist, Gazprom transgaz Tomsk LLC.