

НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ПРОВЕРКА ХАРАКТЕРИСТИК ОПТОВОЛОКОННОЙ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

© Коллектив авторов,
2025



В.О. Кислицын^{1,*}, В.А. Оленев², О.В. Миронов², А.О. Галочкин², В.Н. Трещиков¹, О.Е. Наний¹, Д.О. Слободсков¹, В.Н. Дурягин², Д.Ю. Саяпин², А.В. Стельмашук²

¹ООО «Т8 Сенсор», РФ, Москва

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: kislitsyn@t8.ru

Введение. В статье рассматривается проблема эффективности систем обнаружения утечек нефти в нефтепроводах. Внутренние методы, основанные на анализе параметров перекачиваемого продукта, ограничены точечным распределением датчиков и сложностями в нестационарных режимах. Внешние методы, такие как распределенные оптоволоконные сенсоры, предлагают более надежное и точное обнаружение утечек. Полевые испытания необходимы для подтверждения эффективности, так как лабораторные методы не могут воспроизвести реальные условия эксплуатации.

Цель работы — разработка и апробация методики полевых испытаний для оценки эффективности распределенных оптоволоконных систем обнаружения утечек (СОУ). Исследование включает тестирование СОУ на базе распределенного акустического сенсора «Дунай» (ПАК ОБРС «Дунай»).

Материалы и методы. Методика полевых испытаний включает имитацию утечек с использованием пунктов неразрушающего контроля. Тестовые сливы создают волны давления, регистрируемые оптоволоконным кабелем. Методика также учитывает внешние шумовые факторы, такие как движение транспорта, копка тяжелой техникой, нестационарные режимы перекачки трубопровода.

Результаты. Проведенные с использованием предложенной методики испытания системы обнаружения утечек на основе оптоволоконных распределенных сенсоров «Дунай» (ПАК ОБРС «Дунай»), подтвердили пригодность методики проведения полевых испытаний для проверки заявляемых характеристик систем обнаружения утечек.

Заключение. Методика может быть использована для дальнейших испытаний и сертификации аналогичных систем в реальных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: система обнаружения утечек (СОУ), распределенный оптоволоконный сенсор, волны давления, натурные испытания утечек нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кислицын В.О., Оленев В.А., Миронов О.В., Галочкин А.О., Трещиков В.Н., Наний О.Е., Слободсков Д.О., Дурягин В.Н., Саяпин Д.Ю., Стельмашук А.В. Натурные испытания и проверка характеристик оптоволоконной системы обнаружения утечек нефтегазопроводов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):108–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-108-122>

Статья поступила в редакцию 08.11.2024

Принята к публикации 12.12.2024

Опубликована 31.03.2025

FIELD TESTING AND VERIFICATION OF THE CHARACTERISTICS OF FIBER-OPTIC LEAK DETECTION SYSTEMS OF OIL AND GAS PIPELINES

Vasiliy O. Kislitsyn^{1,*}, Valeriy A. Olenev², Oleg V. Myronov², Andrey O. Galochkin², Vladimir N. Trischeikov¹, Oleg E. Naniy¹, Denis O. Slobodskov¹, Victor N. Duryagin², Dmitry Yu. Sayapin², Anton V. Stelmashuk²

¹LLC T8 Sensor, RF, Moscow

²Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: kislitsyn@t8.ru

Introduction. In this article, the problem of the efficiency of oil pipeline leak detection systems is addressed. Internal methods based on the analysis of transported product parameters are limited by point sensor distribution and difficulties in non-stationary operating modes. External methods, such as distributed optical fiber sensors, offer more reliable and accurate leak detection. Field tests are necessary to confirm their effectiveness, as laboratory methods cannot reproduce real operational conditions.

Aim. The aim of the work is to develop and validate a methodology for field testing to assess the efficiency of distributed optical fiber leak detection systems (LDS). The study includes testing PLDS based on the distributed acoustic sensor "Dunai" (DAS "Dunai").

Materials and methods. The field test methodology involves simulating leaks using non-destructive control points. Test spills create pressure waves that are registered by the optical fiber cable. The methodology also

accounts for external noise factors, such as vehicle movement, heavy machinery excavation, and non-stationary pipeline flow regimes.

Results. Field tests conducted using the proposed methodology confirmed the suitability of the method for validating the claimed characteristics of leak detection systems. The tests involved the Distributed Acoustic Sensor "Dunay" (DAS "Dunay") and demonstrated its ability to accurately detect and localize leaks with high precision and reliability.

Conclusion. The developed methodology can be used for further testing and certification of similar systems under real-world operating conditions.

Keywords: leak detection system (LDS), distributed acoustic sensor, pressure waves, natural tests of oil leaks

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kislitsyn V.O., Olenev V.A., Myronov O.V., Galochkin A.O., Trischeikov V.N., Naniy O.E., Slobodskov D.O., Duryagin V.N., Sayapin D.Yu., Stelmashuk A.V. Field testing and verification of the characteristics of fiber-optic leak detection systems of oil and gas pipelines. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):108–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-108-122>

Manuscript received 08.11.2024

Accepted 12.12.2024

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Обзор текущего состояния систем мониторинга утечек из нефтепроводов

Методы обнаружения утечек и мониторинга трубопровода можно разделить на два класса [1]: внутренние (анализ параметров перекачиваемого продукта) и внешние (анализ внешних факторов, изменяющихся в результате слива и/или несанкционированной активности в охранной зоне трубопровода).

Внутренние методы используют в своей работе данные измерений расхода, давления, температуры, вязкости, плотности, состояния технологического оборудования и т.д., поступающие в режиме реального времени из системы телемеханики. Их работа основывается на обработке и анализе этих данных, на базе которых принимается решение о наличии утечки, определяется время её возникновения, координата и величина.

При использовании внутренних методов обнаружения утечек операторы магистральных нефтегазопроводов сталкиваются с несколькими существенными ограничениями.

Во-первых, ограниченная зона обнаружения и точечное распределение датчиков создают значительные проблемы в системе мониторинга. Статистическая природа таких систем имеет ограниченную чувствительность, связанную с параметрами отдельных датчиков и методами усреднения данных, используемых для обнаружения падения давления или расхода. Такой подход не обеспечивает полноценного охвата всей длины трубопровода, что влечет за собой потенциальный риск необнаружения утечек в проблемных участках.

Во-вторых, при использовании некоторых традиционных методов возможно ложное

детектирование утечек, обусловленное воздействием различных внешних факторов, таких как изменения в режимах работы трубопровода или технические помехи.

Пример регистрации изменения давления в трубопроводе (показания двух датчиков давления) при сливе приведен на **рис. 1** [2]. Из графиков видно, как один из датчиков (красная кривая) фактически не регистрирует волну отрицательного давления, что связано с отражениями этих волн в трубопроводе от элементов инфраструктуры, таких как тройники, задвижки и резервуары. Для точного обнаружения и локализации места утечки необходимо отличать релевантные волны давления, что требует их фиксации и временной маркировки [3]. Это существенно снижает надежность в нестационарных режимах работы трубопровода, что, в свою очередь, может ввести в заблуждение операторов и вызвать неверные реакции на реальные утечки.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ИНЦИДЕНТОВ С НЕФТЕПРОВОДАМИ ПРЕДЛОЖЕНА И ОПРОБОВАНА МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ОСНОВЕ ОПТОВОЛОКОННОГО РАСПРЕДЕЛЁННОГО СЕНСОРА «ДУНАЙ».

Подобные явления значительно затрудняют эксплуатацию систем обнаружения утечек (СОУ). Так, например, любые изменения в режимах работы продуктопровода необходимо учитывать в модели трубопровода, используемой для построения алгоритмов функционирования СОУ и соответствующего программного обеспечения (ПО). Поэтому для предотвращения ошибок СОУ необходимо постоянное обслуживание систем,



Рис. 1. Графики давления с контрольных датчиков трубопроводной системы в условиях переотражений [2]
Fig. 1. Figures of pressure from control sensors of the pipeline system in conditions of reflection overlap [2]

в частности регулярная актуализация ПО и даже, в некоторых случаях, размещение дополнительных датчиков. Наконец, при использовании внутренних методов пользователи сталкиваются с проблемами высоких операционных затрат. Регулярная калибровка, замена датчиков и техническое обслуживание требуют значительных ресурсов и времени. Любые изменения в конструкции трубопровода приводят к необходимости перенастройки системы обнаружения утечки. Это может создать дополнительные трудности в поддержании постоянной работоспособности системы мониторинга, особенно на протяженных участках трубопровода. Такие ограничения подчеркивают необходимость инновационных подходов к мониторингу утечек. Повысить надежность и точность обнаружения утечек на магистральных нефтегазопроводах позволяет использование новых технологий мониторинга, например, на основе оптоволоконных распределенных сенсоров. Представленные выше на **рис. 1** сигналы волны давления в трубопроводе во время утечки распространяются не только вдоль трубопровода, но и создают акустосейсмические волны в прилегающем грунте. Поэтому подобные волны можно обнаружить, используя распределенный волоконно-оптический датчик. Принцип действия такого датчика основан на регистрации обратного рэлеевского рассеяния в волокне короткого лазерного импульса с узкой спектральной линией излучения. Регистрация может осуществляться с помощью когерентного оптического импульсного рефлектометра (COTDR), выполняющего функцию опросного устройства. В качестве чувствительного элемента используется стандартное телекоммуникационное одномодовое волокно, проложенное в грунте вдоль трубопровода в волоконно-оптическом

кабеле [4]. Акустосейсмические волны в грунте воздействуют на кабель и волокно, что вызывает локальные изменения его оптических свойств и приводит к изменению интенсивности обратного рассеяния из подвергшейся воздействию локальной области волокна, что, в свою очередь, проявляется в изменении рефлектограммы на соответствующем временном участке. По изменениям рефлектограммы (зависимости интенсивности обратного рассеянного излучения от времени) можно с высокой точностью определить место и характер акустосейсмического воздействия, что превращает оптоволоконный кабель в распределенный акустический датчик (в англоязычной литературе обозначаемый аббревиатурой DAS — Distributed Acoustic Sensor). Такой датчик эквивалентен тысячам точечных датчиков, расположенных вдоль трубопровода. DAS вместе с опросным устройством образуют DAS-систему мониторинга.

Развитие методов тестирования оптоволоконных систем обнаружения утечек

В целом распределенные волоконно-оптические датчики представляют собой передовую технологию для мониторинга различных физических параметров — деформации и температуры, которая находит множество приложений, включая обнаружение утечек из нефтепроводов. Эффективность и надежность распределенных волоконно-оптических систем зависят от параметров, в том числе чувствительности, устройства опроса и характеристик оптоволоконного кабеля. В оценке характеристик этих систем важную роль играют методы испытаний и применяемые в них стенды. В настоящее время стандартных способов проверки параметров DAS-систем нет, но более других в разработке методов их испытаний продвинулась

организация SEAFOM™. Это международная организация, целью которой является содействие развитию волоконно-оптических систем мониторинга в нефтегазовой отрасли. Организация на регулярной основе занимается разработкой методов испытаний DAS-систем различных моделей разных производителей [5]. В документе SEAFOM MSP-02 V2.0 представлены подробные методологии тестирования систем распределенного акустического зондирования с упором на оценку производительности блоков опроса DAS. Документ включает стандартизированные определения, испытательные установки, процедуры и методы расчета для оценки ключевых технических параметров, таких как динамический диапазон, частотная характеристика, точность воспроизведения, собственный шум, пространственное разрешение, перекрестные помехи, баланс потерь и чувствительность к отражению. В России компания «Т8 Сенсор» разработала собственную методику тестирования распределенных волоконно-оптических акустических датчиков [6]. Методика тестирования дает возможность объективно сравнивать технические характеристики различных моделей DAS-систем. Документ может использоваться в качестве руководства для количественного анализа технических характеристик DAS-систем. На базе собственной оптоволоконной лаборатории, крупнейшей в Восточной Европе, компания «Т8 Сенсор» создала стенд для исследования волоконно-оптических акустических датчиков. Результаты проведенных исследований позволили компании создать опросное устройство для распределенного акустического сенсора, соответствующее мировому уровню. Помимо опросного устройства, одной из ключевых составных частей DAS-систем является

оптоволоконный кабель, который используется в качестве чувствительного элемента. В связи с этим полное испытание систем не должно ограничиваться только качественным тестированием устройства опроса, а комплексные методики тестирования DAS-систем требуют дальнейшего развития. В частности, нет методики количественной оценки взаимодействия акустических полей с оптоволоконным кабелем, что является ключевой проблемой испытания систем обнаружения утечек в нефтегазопроводах. Компании-поставщики DAS-систем мониторинга трубопроводов до недавнего времени использовали различные лабораторные стенды для тестирования систем обнаружения утечек, которые можно разделить на три класса. Первый класс стендов основан на использовании пьезомодуляторов, имитирующих воздействие на оптоволоконно. Достоинство такого решения — компактность, мобильность и скорость тестирования. Основной недостаток стендов первого класса — отсутствие реальных сигналов, возникающих при утечке. Фактически эти стенды позволяют только сравнить технические характеристики DAS, но не в полной мере позволяют оценить работу систем обнаружения утечек. Второй класс стендов более масштабный — содержит в своем составе источники звуковых волн, имитирующие реальные события, сопровождающие утечки, такие как вибрации разных типов, изменение температуры грунта. Общая схема стендов второго класса [7] приведена на **рис. 2**. Для имитации звука, сопровождающего утечку, можно использовать электрические виброисточники (**рис. 3б**) или другие источники, в том числе приближенные к реальным утечкам (**рис. 3а**). В частности, на **рис. 3а**

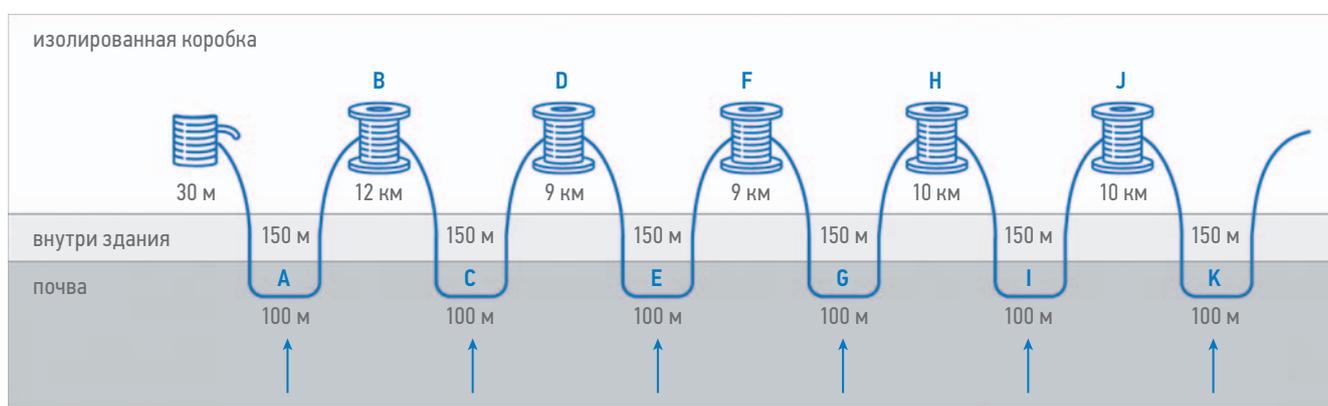


Рис. 2. Стенд с оптоволоконным кабелем в грунте для тестирования чувствительности к различным вибровоздействиям или разливам жидкости в грунте. Составлено авторами

Fig. 2. Test stand with an optical fiber cable in the ground for testing sensitivity to various vibrational effects or fluid leaks in the soil. Figure prepared by the authors

приведены фотографии газораспределительного оборудования, позволяющего инжектировать в грунт воздух или другой газ. Устройство состоит из трех частей: секции баллонов с газом, регулятора давления и подачи газа и трубки-иглы, которая вонзается в грунт. Последняя часть подает газ в грунт через трубку с регулируемым от 1 до 10 мм отверстием на ее конце. Вариант стенда, в котором утечки имитируются инжектированием газа в грунт приведен на **рис. 3а**. Стенды второго класса эффективнее стендов первого, поскольку используются сигналы, создаваемые в грунте, но и они еще очень далеки от сигналов реальных утечек. Дело в том, что они не позволяют смоделировать акустические шумы, бегущие по трубе и сопровождающие утечки в реальных трубопроводах. Третий класс стендов содержит фрагмент трубопровода на полигоне в полевых условиях или в лабораторных условиях

в контейнере. Например, стенды некоторых поставщиков [8, 9] систем мониторинга приведены на **рис. 4а** и **4б**. Фрагмент трубы, из которого затем происходит утечка жидкости или газа, погружается в грунт в условиях, близких к эксплуатации, тем самым создается среда, в которой шумы от утечки могут распространяться по фрагменту трубы и в грунте. Типичный размер таких стендов составляет около 12 м, т.к. большие размеры усложняют их производство и перевозку. Каждый из вышеописанных классов стендов и методы их применения имеют свои ограничения, влияющие на качество полученных результатов тестирования. Например, отсутствие заполненного транспортируемым продуктом трубопровода не позволяет в полной мере воспроизвести характерные виброакустические сигналы. В частности, даже на стенде третьего класса не удастся воспроизвести шумы, обусловленные распространением по трубе волн

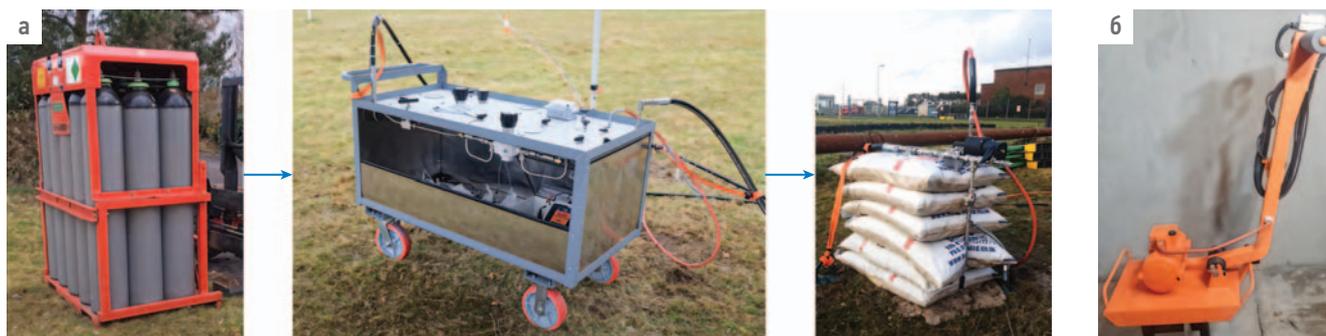


Рис. 3. Виброисточники для тестирования чувствительности оптоволоконных систем обнаружения утечек [11]
Fig. 3. Vibro-sources for testing the sensitivity of optical fiber leak detection systems [11]



Рис. 4. Полевые стенды тестирования оптоволоконных систем обнаружения утечек [8], [9]
Fig. 4. Field test stands for testing optical fiber leak detection systems [8], [9]

отрицательного давления. Анализ способности датчиков регистрировать такие волны очень важен, т.к. регистрация волн отрицательного давления является эффективным методом обнаружения утечек.

Создать близкую к реальности модель утечки в условиях ограниченных по размерам полигонов практически невозможно, т.к. на характеристики звуковых волн и шумов, распространяющихся на большое расстояние вдоль трубы, существенное влияние оказывают акустические характеристики окружающей трубу среды, которые могут быть неоднородны и изменчивы.

Кроме того, необходимо имитировать движение транспорта и другую антропогенную активность вблизи трубопровода, способную маскировать или исказить акустические сигналы утечки.

Поэтому для полноценных испытаний систем обнаружения утечек на основе распределенных датчиков необходимо использовать полигоны крупных размеров, максимально приближенных к реальности.

Перечисленные выше проблемы, связанные с методами испытаний оптоволоконных DAS-систем обнаружения утечек, привели к тому, что до настоящего времени системы на основе DAS практически не использовались, а в основном применялись оптоволоконные системы обнаружения утечек на основе мониторинга температуры. Методика испытания температурных систем несколько проще [8], чем акустических, т.к. изменение температуры грунта можно создавать за счет местного разлива жидкости, температура которой соответствует продукту нефтепровода. Эксплуатация оптоволоконных систем показала, что метод измерения локального изменения температуры эффективен на отдельном участке трубопровода. Однако на протяжении всего трубопровода локальные метеорологические условия, такие как солнечное излучение, облачность или осадки, могут создать фон, схожий с утечкой. Это существенно усложняет эксплуатацию таких систем и ставит под вопрос достоверность их показаний. Это привело к снижению доверия к заявляемым характеристикам распределенных датчиков среди промышленных пользователей из-за отсутствия надежного метода их верификации.

Вернуть доверие потребителей к оптоволоконным системам обнаружения утечек позволяет проведение испытаний на реальных объектах или в условиях, максимально приближенных к реальным. В связи с этим, например, зарубежная компания провела испытания своей системы на трубопроводе длиной четыре километра в Бразилии [9],

подтвердив высокую эффективность оптоволоконных систем при обнаружении волны давления по всей длине трубопровода. На **рис. 5** представлено испытание на данном полигоне. В своих системах мониторинга данный поставщик требует размещать оптоволоконный кабель на расстоянии один метр от трубопровода, что не соответствует обычным нормам размещения оптоволоконного кабеля вдоль трубопровода в России и значительно ограничивает внедрение подобной системы.

В России компания «Т8 Сенсор» провела полномасштабные испытания на реальном трубопроводе в Оренбурге нового аппаратно-программного комплекса (ПАК) обнаружения утечек на основе DAS-системы, в которой реализован метод когерентной оптической импульсной рефлектометрии (COTDR). Созданный ПАК ОВРС «Дунай» способен одновременно отслеживать изменения таких параметров, как температура и статическая деформация [4], а также виброакустические воздействия вдоль оптоволоконной линии. В ПАК одновременно анализируется и совместно обрабатывается множество данных, получаемых с чувствительных участков волокна по всей длине, оптоволоконного кабеля. ПАК ОВРС «Дунай» может обнаруживать утечки в двух режимах. Первый режим основан на обнаружении только виброакустического воздействия, создаваемого волной отрицательного давления, и обеспечивает максимально быструю реакцию на утечку, а также обнаружение самых слабых утечек. ПАК получает репрезентативные данные о волне давления вдоль всего участка трубопровода, что обеспечивает достоверность

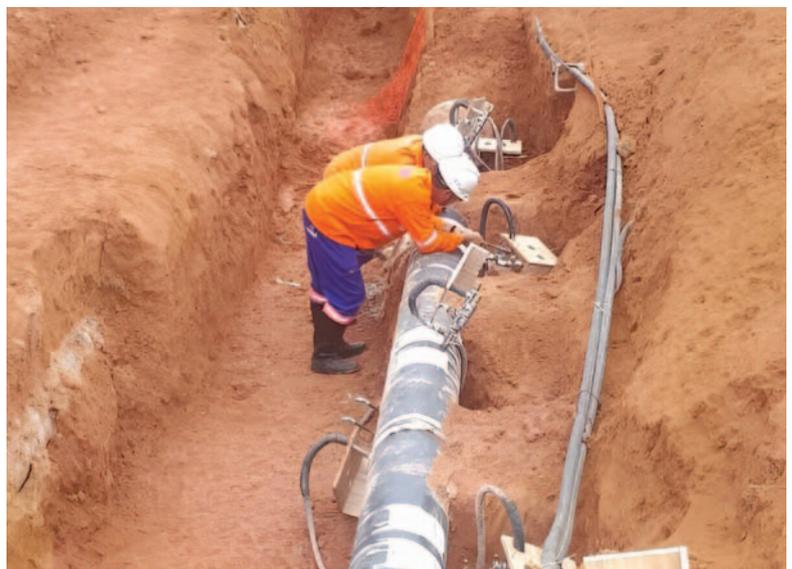


Рис. 5. Полевые испытания в Бразилии на трубопроводе длиной 4 км [9]
Fig. 5. Natural tests in Brazil on a 4-km-long pipeline [9]

обнаружения утечек независимо от локальных изменений чувствительности, шумов и прочих местных акустических воздействий. Во втором режиме осуществляется регистрация всех измеряемых параметров и их согласованный анализ, на что требуется больше времени, чем в первом режиме обнаружения утечки. Это открывает новые перспективы для организации мониторинга трубопроводов на предмет утечек нефти и газа, при котором требуется высокая точность и быстрое действие.

Для проведения полномасштабных испытаний на реальном трубопроводе ООО «Т8 Сенсор» разработало методику, в которой условия испытаний были более жесткими по сравнению с испытаниями, проведенными в Бразилии, т. е. оптоволоконный кабель размещался согласно строительным нормам на большем расстоянии — не менее 8 м от трубопровода.

МЕТОДИКА ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

В разработанной методике предусмотрено обнаружение утечек из отверстий в трубе диаметром от одного миллиметра. Утечки на протяжении всего участка трубопровода автоматически обнаруживались и классифицировались с помощью ПАК по волнам отрицательного давления за время не более 40 сек.

Для организации имитационной утечки предложено использовать пункты неразрушающего контроля. На данных пунктах предусмотрены конструкции для отбора нефтепродуктов без нарушения

технологического процесса транспортировки. Для имитации утечки выполняются тестовые сливы через присоединенную к трубопроводу сливную магистраль, снабженную отсечным шаровым краном и дроссельной шайбой (рис. 6).

При открытии крана увеличивается площадь сечения, через которое протекает жидкость, что в соответствии с законами гидродинамики приводит к падению давления в продукте — формированию волны отрицательного давления (ВОД). Образовавшаяся волна давления распространяется в обе стороны от места отбора. Величина падения давления определяется параметрами сливного устройства (диаметр отверстия в дроссельной шайбе), параметрами продукта (плотность, давление). Длительность фронта волны определяется скоростью открытия шарового крана (типичное значение — 0,1...0,5 с). Волоконный кабель расположен вдоль трубопровода в среднем на расстоянии 8-10 м в соответствии с нормативными документами по прокладке волоконной связи устройств телемеханики трубопровода. Типовая схема размещения оптоволоконного кабеля представлена на рис. 7.

Подобные методы контроля используют для тестирования систем обнаружения утечек по волнам давления с использованием дискретных датчиков, установленных вдоль трубопровода. Важным аспектом таких испытаний является проверка параметров во всех режимах работы трубопровода. Поэтому согласно требованиям ПАО «Транснефть» [10] проверку функции контроля герметичности проводят для режимов трубопровода «Стационарный», «Нестационарный»,

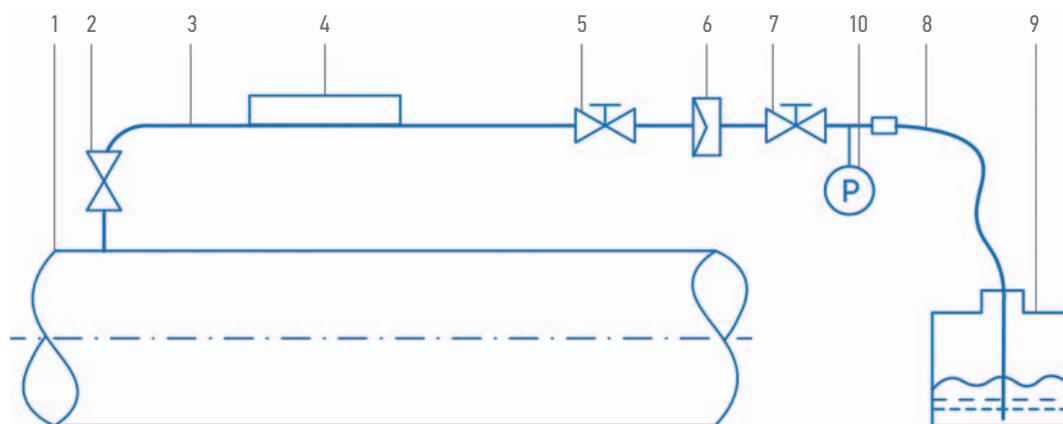
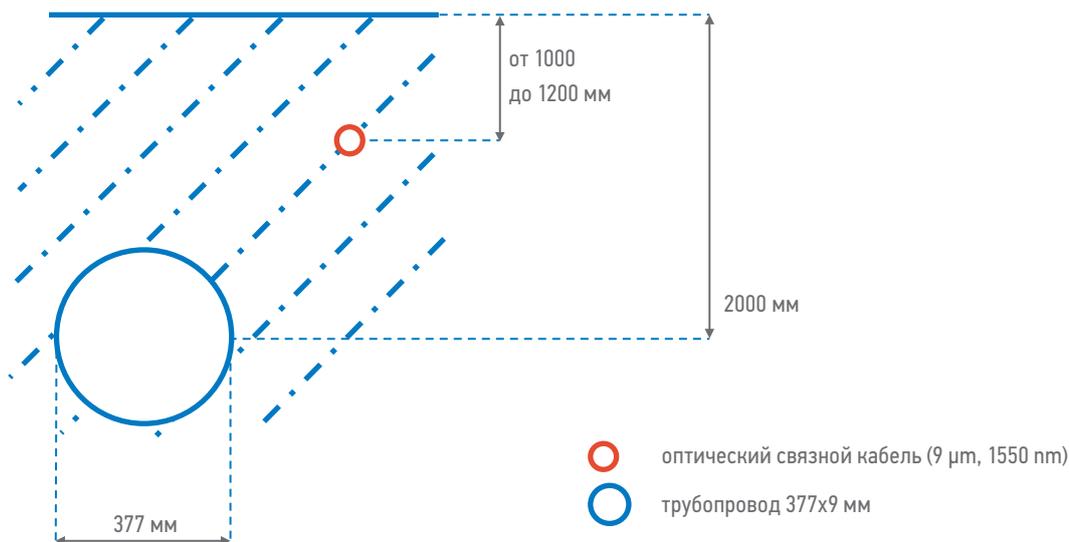


Рис. 6. Схема магистрали для проведения тестовых сливов. Составлено авторами (1 — трубопровод, 2 — вакуумная задвижка, 3 — труба, 4 — накладной ультразвуковой расходомер (УЗР) (опционально), 5 — шаровый кран, 6 — фланцевое соединение для сменных дроссельных шайб, 7 — шаровый кран, 8 — шланг ПМТ15, 9 — безнапорная емкость, 10 — манометр). Составлено авторами

Fig. 6. Scheme of the pipeline for conducting test spills. Prepared by the authors (1 — pipeline, 2 — vacuum valve, 3 — pipe, 4 — clamp-on ultrasonic flow meter (optional), 5 — ball valve, 6 — flanged connection for interchangeable orifice plates, 7 — ball valve, 8 — hose PMT15, 9 — open tank, 10 — manometer). Figure prepared by the authors



- Проектное расстояние кабеля от оси трубопровода от 8 до 15 м

Рис. 7. Схема расположения оптоволоконного кабеля относительно трубопровода. Составлено авторами
Fig. 7. Layout of the optical fiber cable relative to the pipeline. Figure prepared by the authors

«Режим остановленной перекачки». Контроль проводится путем организации натуральных и имитационных отборов на защищаемом участке.

Критерием успешности испытаний является определение факта утечки, времени обнаружения, координаты для всех режимов работы трубопровода: «Стационарный», «Нестационарный», «Режим остановленной перекачки». При этом ложные срабатывания должны отсутствовать, а характеристики СОУ соответствовать принятым в отрасли стандартам. Проверка характеристик систем обнаружения утечки производится путем сопоставляется журналов зарегистрированных СОУ с журналом фактически выполненных сливов, имитирующих утечки. Для оптоволоконных СОУ, помимо нестационарных режимов, важными являются другие помеховые воздействия, такие как движение транспорта, копка тяжелой техникой.

Разработанная методика предусматривает испытания в следующих режимах работы трубопровода:

- стационарный;
- нестационарный (изменение давления в линейной части трубопровода);
- нестационарный (прохождение внутри-трубного поршня);
- движение автотранспорта / копка тяжелой техникой.

Ниже приведены требования к испытаниям, выполнение которых необходимо для подтверждения качества оптоволоконной системы обнаружения утечек:

- количество воздействий — от 5 до 10;
- диаметр утечки — от 1 мм до 10 мм;

- точность определения координаты утечки — ± 50 м;
- время обнаружения утечки — не более 5 мин.

Предложенная методика не только обеспечивает возможность испытания волоконно-оптических систем обнаружения утечек, но и позволяет провести прямое сравнение характеристик с другими СОУ, основанными на иных физических принципах. Например, использующих гидродинамические модели, показания датчиков расхода и давления нефтепродуктов, в том числе инфразвуковые со специализированными сенсорами на магистральных трубопроводах. Методика включает подготовку к испытаниям системы обнаружения утечек и несанкционированных отборов, которая состоит из следующих этапов:

- предпроектное обследование пилотного участка трубопровода (расположение трубопровода и оптоволоконна в местах тестовых сливов, типы волокон, типы разъемов, наличие сети связи, проверка расположения кросса и мест размещения оператора по сбору данных, наличие электропитания и пр.);
- географическая привязка кабель-сенсора на объекте испытаний, сбор данных для оценки характеристик объекта;
- запись эталонных акустических данных фоновых событий (стационарных и нестационарных);
- запись акустических данных во время сливов, имитирующих различные утечки, согласно программе и методике испытаний;
- анализ и обработка собранных данных;

- обучение нейросетевой модели;
- предварительное тестирование модели на объекте;
- корректировка нейросетевой модели;
- финальные «скрытые» испытания и сравнение данных о событиях, полученных с помощью ПАК, с данными о событиях, отмеченных в журнале регистрации событий на трубопроводе.

Непосредственно перед началом испытаний на трубопроводе подготавливается и монтируется гидравлическая схема для организации слива согласно схеме, приведенной на **рис. 6**. Изменение расхода продукта при сливе производится путём смены дроссельной шайбы, устанавливаемой на сливной линии (комплект шайб должен обеспечивать расход жидкости, соответствующий утечкам через отверстия диаметром от 1 до 10 мм). Для каждого из значений расхода (начиная с большего расхода и последовательно уменьшая) проводится серия из десяти коротких сливов.

Минимальный интервал времени от момента полного открытия до начала закрытия отборного крана может быть до 20 сек, что сокращает расход нефтепродукта при отборе. Интервал между сливами с одинаковым расходом — не менее пяти минут. Интервал между сливами с разными расходами не менее 10 мин.

В рамках испытаний производились отборы продукта с помощью пунктов неразрушающего контроля магистрального трубопровода 377х9 мм подземной прокладки при различных режимах работы трубопровода и иных внешних факторах. В качестве продукта выступала очищенная товарная нефть средней плотностью 840 кг/м³. Фактическое время начала отбора и его длительность, а также информация об используемой дроссельной шайбе в гидравлической схеме записывались в журнале мастера испытаний. В журнале испытываемой DAS-системы ПАК ОВРС «Дунай» фиксировалось время и координата обнаружения утечки. Путём сравнения журнала системы с журналом мастера можно сделать вывод о точности локализации на протяжении трубопровода и характерном времени обнаружения утечки. В процессе испытаний было проведено более 100 отборов нефти, имитирующих разгерметизацию трубопровода с вариативностью по продолжительности, режимам работы трубопровода, внешним мешающим факторам.

Испытания также подтвердили возможность ПАК отслеживать движение внутритрубного поршня и автотранспорта вдоль трубопровода.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СОУ НА БАЗЕ ПАК ОВРС «ДУНАЙ»

Обнаружение утечек при стационарном режиме работы

Принцип обнаружения утечек наглядно демонстрируется сигналограммой типа «водопад». На сигналограмме «водопад» в реальном времени визуализируется виброакустическая обстановка вдоль оптоволоконного кабеля (**рис. 8**). По горизонтальной оси отмечена оптическая длина в метрах вдоль кабеля. По вертикальной оси движется множество рефлектограмм, полученных последовательно во времени за несколько секунд. Нижняя рефлектограмма — последняя из полученных, она соответствует настоящему времени. Верхняя рефлектограмма была получена *n* секунд назад. Визуально картина на экране движется снизу вверх. С помощью цветовой палитры визуализируется виброакустическая активность вдоль всей длины волокна в каждый момент времени. Красный цвет означает сигнал в низкочастотном диапазоне, зеленый — в среднем, синий — в высокочастотном, черный цвет соответствует отсутствию сигнала. Интенсивность цвета пропорциональна амплитуде сигнала — чем ярче отклик на сигналограмме, тем мощнее по амплитуде было виброакустическое воздействие и наоборот. Трубопровод имеет длину 93 км. Испытания приводились на охранном участке длиной 13 км. Длина оптического волокна на этом участке составила 15 км (это связано с неоднородностью прокладки оптического волокна, наличием нескольких муфт и кроссов). Привязка координаты вдоль оптического волокна в кабеле к географическим координатам на местности осуществлялась на этапе подготовки и не изменяется во время испытаний.

На сигналограмме «водопад», показанной на **рис. 8**, виден расходящийся в пространстве звуковой фронт (две зеленых наклонных прямых), который возникает от вибрации трубопровода при прохождении волны отрицательного давления. По восстановлению симметрического центра можно определить время и место начала возникновения фронта, которое совпадает с началом и местом утечки. По экспериментальной оценке, скорость распространения фронта в каждую сторону равна 1200 м/с. Данное значение скорости совпадает со скоростью распространения звука в среде, близкой к очищенной нефти плотностью 840 кг/м³. Видно, что на удалении около 3–5 км от места формирования волны давления амплитуда сигнала начинает затухать, сигнал остается различимым до удаления на 8–9 км, на удалении более девяти км сигнал существенно

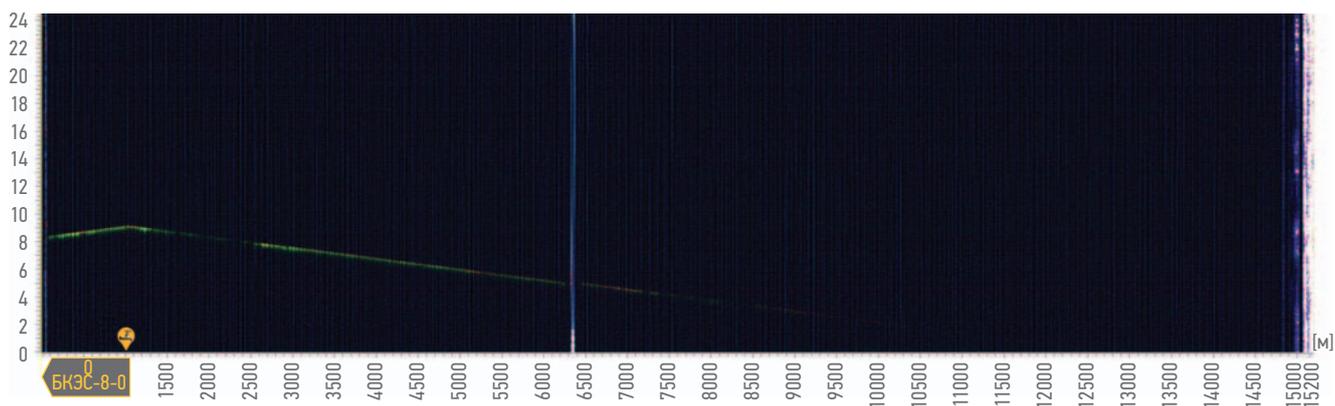


Рис. 8. Сигналограмма «водопад» с волной отрицательного давления (зеленая линия) при стационарном режиме работы трубопровода. Составлено авторами

Fig. 8. Waterfall signalogram with negative pressure wave (green line) during steady-state operation of the pipeline. Figure prepared by the authors

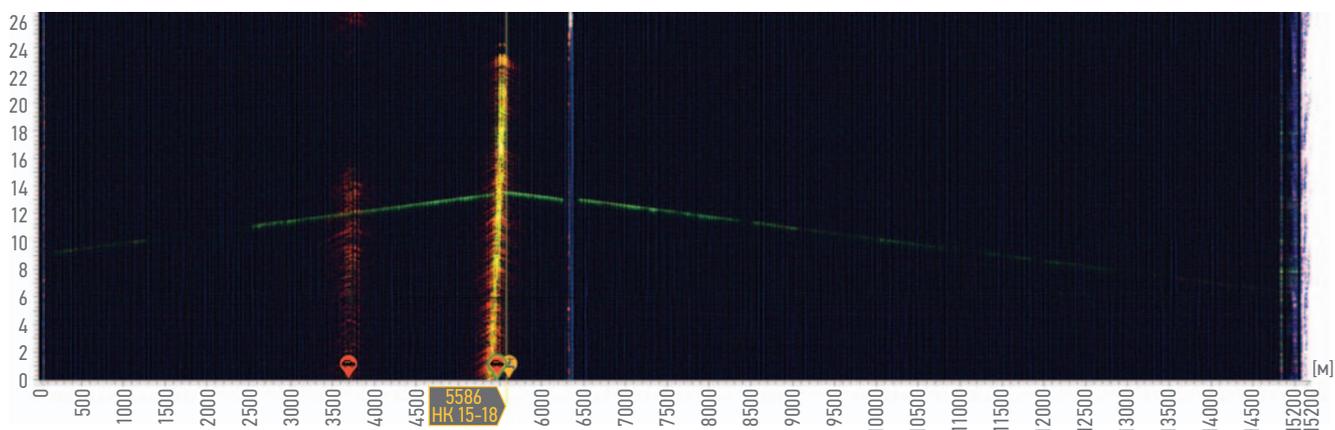


Рис. 9. Сигналограмма «водопад» с волной отрицательного давления (зеленая линия) на фоне шумов от движения автотранспорта (широкая желтая наклонная полоса). Составлено авторами

Fig. 9. Waterfall signalogram with a negative pressure wave (green line) on the background of noise from vehicle movement (wide yellow diagonal stripe). Figure prepared by the authors

ослабевает, но его все еще можно выделить на фоне шумов после дополнительной обработки.

Как видно на рис. 8, после возникновения утечки появился оранжевый значок на горизонтальной оси, который свидетельствует, что ПАК ОВРС «Дунай» правильно обнаружил, локализовал и классифицировал событие «утечка».

Во время испытаний создавались и были классифицированы помехи, которые могут возникать при несанкционированных врезках или попытках маскировать сливы из трубопровода. Для примера на рис. 9 приведено детектирование помехи от движения тяжелого транспорта вблизи места «разгерметизации» (отбора нефти), маскирующее место слива.

На «водопаде» (рис. 9) виден четкий акустический след от грузовой машины на шасси КамАЗ в виде широкой желтой наклонной полосы, пересекающей точку отбора нефти («разгерметизации») в момент начала

имитации утечки. Система ПАК ОВРС «Дунай» по параметрам виброакустических сигналов разделяет эти события и правильно относит их к классам «движение транспорта» и «утечка».

Обнаружение утечек при нестационарном режиме работы

Обнаружение утечек и исключение ложных срабатываний в нестационарных режимах является важной задачей. Как описано в обзорном разделе выше, чем больше датчиков могут регистрировать волны давления, тем более эффективно можно определить и отмаркировать распространяющиеся волны в трубопроводе. Оптоволоконный кабель в этом смысле эквивалентен 600 датчикам на 1 км, т.к. ПАК ОВРС «Дунай» извлекает акустические колебания с волокна каждые 1,6 м. Данное обстоятельство позволяет системе обнаруживать несколько одновременно происходящих утечек, работать в нестационарных условиях без дополнительной

настройки, что упрощает их практической использование.

Во время испытаний системы ПАК ОВРС «Дунай» были организованы изменения расходов прокачки трубопровода по графику, представленному на **рис. 10**.

Проведенные испытания показали, что система ПАК ОВРС «Дунай» обнаружила и корректно локализовала все случаи открытия/закрытия отборного крана в нестационарных режимах. Во всех исследованных режимах работы не зарегистрировано ни одного ложного срабатывания.

Отслеживание положения внутритрубного поршня

В качестве внутритрубного поршня использовалось очистное устройство модели «Семигор-МД-С64-377». Назначение — очистка внутренней поверхности трубопровода от асфальто-смоло-парафиновых отложений, газовоздушных скоплений и прочих мягких отложений. Во время прохождения внутритрубного поршня через неоднородности трубопровода возникают перепады давления жидкости между манжетами, которые провоцируют волны давления



Стационарный режим	Нестационарные режимы	Время
Основной расход прокачки 150 т/час	Кратковременное понижение ↓↓ до 80 т/час , релаксационные процессы	14:35–15:30
	Кратковременное повышение ↑↑ до 130 т/час	15:30–15:45
	Повторное понижение ↓↓ до 80 т/час	15:45–16:00
	Восстановление ↑↑ до 130 т/час	16:00–16:15

Рис. 10. График изменения расходов прокачки трубопровода. Составлено авторами
Fig. 10. Graph of pipeline flow rate changes. Figure prepared by the authors

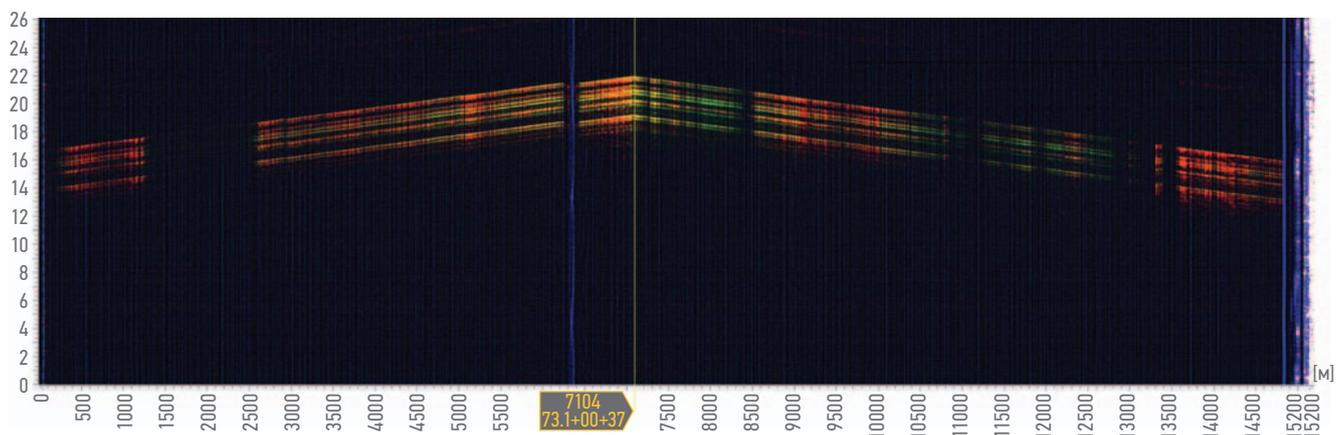


Рис. 11. Сигналограмма «водопад» при прохождении внутритрубного поршня. Составлено авторами
Fig. 11. Waterfall signalogram during the passage of an internal pipeline pig. Figure prepared by the authors

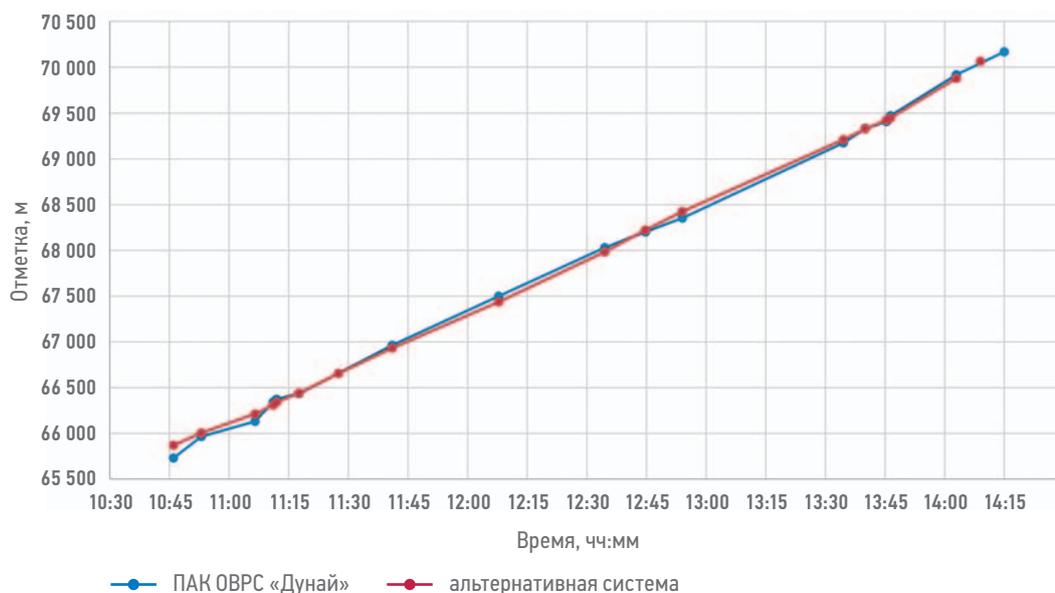


Рис. 12. График движения внутритрубного поршня по показаниям ПАК ОВРС «Дунай» и альтернативной системы мониторинга трубопроводов. Составлено авторами

Fig. 12. Graph of the internal pipeline pig movement based on readings from the DAS “Dunay” and an alternative pipeline monitoring system. Figure prepared by the authors

по трубопроводу, по сигналам похожие на утечку. Представлено на **рис. 11**.

Скорость распространения волны от очистного поршня совпадает со скоростью волн от утечки. Однако характер и частотный диапазон имеет значительные отличия, которые можно учесть при обработке и распознавании событий. Накопленную информацию о местоположениях внутритрубного поршня в различные моменты времени удобно представить в виде графика движения, на котором легко обнаружить место остановки внутритрубного поршня (**рис. 12**).

Проверка соответствия основных характеристик СОУ предъявляемым к ней требованиям выполнена в соответствии с методикой, описанной в разделе 2 настоящей статьи — путем сравнения журнала скрытых воздействий на объект испытаний и журнала регистрации событий в ПАК ОВРС «Дунай».

СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай» автоматически обнаруживает и классифицирует утечки за время не более 40 секунд

с отклонением от места не более 43 метров. Сводные результаты приведены в **таблице 1**.

ВЫВОДЫ

Обозначены предпосылки для стандартных стендовых испытаний, позволяющие проводить сравнение технических характеристик опросных устройств распределенных волоконно-оптических датчиков (таких, как чувствительность, разрешающая способность, динамический диапазон).

Предложена и опробована методика полевых испытаний систем обнаружения утечек в продуктопроводах, позволяющая сравнивать характеристики оптоволоконных систем и систем, созданных на других физических принципах.

Проведенные с использованием предложенной методики испытания системы обнаружения утечек на основе когерентного фазочувствительного рефлектометра ПАК ОВРС

Таблица 1. Фактические характеристики СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай». Составлено авторами
Table 1. Actual characteristics of Leak Detection Systems based on DAS «Dunay». Prepared by the authors

№	Тестовое воздействие на охранном участке	Фактически достигнутые показатели СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай»	
		Точность местоположения утечки, м	Время обнаружения утечки, мин
1	Стационарный	от 3 до 43	от 0,033 до 0,7
2	Нестационарный: изменение давления в линейной части и остановка прокачки трубопровода	от 4 до 28	от 0,033 до 0,75
3	Нестационарный: прохождение внутритрубного поршня на фоне	от 4 до 38	от 0,033 до 0,4
4	Движение автотранспорта / копка тяжелой техникой	от 4 до 28	от 0,033 до 0,75

«Дунай» показали высокую надежность, точность локализации и быстродействие системы. СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай» обнаружила все классы воздействия с точностью локализации и временем обнаружения, указанным в табл. 1. Как точность локализации, так и время обнаружения оказались лучше требований, указанных ТТР-01.02.-06. Во время испытания были обнаружены и правильно

локализованы все тестовые сливы нефти, в том числе в условиях действия маскирующих помех как в стационарном, так и в нестационарном режимах работы. Ложных срабатываний не обнаружено ни в одном режиме работы. Подтверждена пригодность методики для полевых испытаний с целью проверки заявляемых производителем характеристик и соответствия требованиям нормативных документов.

Список литературы

1. Murvay P, Loan Silea L. A Survey on Gas Leak Prevention and Localization Techniques // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 25, No 6, 2012, pp. 966–973.
2. Волновой метод — переотражение волн // Особенности системотехники СОУ и систем мониторинга. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://prosur.ru/viewtopic.php?t=153> (дата обращения 15.11.2023).
3. Зезин В.Г. Нестационарные процессы гидродинамики. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011.
4. Бухарин М., Горбуленко В., Наний О., Никитин С., Трещиков В., Фомиряков Э., Харасов Д. Когерентный рэлеевский рефлектометр. теперь и измерение температуры // *Фотон-экспресс*. Март 2019. №2 (154).
5. SEAFOM, DAS Parameter Definitions and Tests, Document No: SEAFOM. Measuring Sensor Performance Document — (SEAFOM MSP-02 V2.0).
6. Дудин А.С., Харасов Д.Р., Фомиряков Э.А., Никитин С.П., Наний О.Е., Трещиков В.Н. Новая методика измерения шумовых характеристик эрбиевых усилителей для когерентного рефлектометра // Спецвыпуск «Фотон-экспресс-наука 2023». №6 2023
7. Faruk Uyar, Tolga Kartaloglu, Ibrahim Ozdur and Ekmel Ozbay. Field Test and Fading Measurement of a Distributed Acoustic Sensor System over a 50 km-long Fiber, Proc. of SPIE Vol. 10654 106540D-8.
8. Васютинская С.И. Методика испытаний систем контроля активности для мониторинга газонефтепроводов // Вестник Трубопроводных Технологий (Pipeline Technology Journal), № 2/2020.
9. Minto Chris. Overcoming Challenges In Performance Validation Of Fiber-Optic Pipeline Leak Detection Systems, Pipeline Technology Journal 1/2020.
10. ПАО Транснефть, Б.5 Методы испытаний систем обнаружения утечек, Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы обнаружения утечек. Общие технические требования, ОТТ-13.320.00-KTN-288-19 (с изм. 1).
11. OptaSense, FOSA webinar Overcoming Validation & Verification Difficulties for Pipeline Leak Detection-OptaSense, <https://youtu.be/PWtaCLppFVc?si=JeyyafQS-wSJ6QHx>
12. Dr Jun Zhang, Andy Hoffman, Adrian Kane, John Lewis. Development of pipeline leak detection technologies. Proceedings of 2014 10th International Pipeline Conference. September 29- October 3, 2014, Calgary, Alberta, Canada.
13. Васютинская С.И. Применение оптоволоконной системы мониторинга трубопроводов «Омега» для предотвращения технологических рисков // Вестник Трубопроводных Технологий (Pipeline Technology Journal), № 3 / 2019.
14. First A. Jiancun Zuo, Second B. Yang Zhang, Third C. Hongxuan Xu, Fourth D. Xianxun Zhu, Fifth E. Zhiyang Zhao, Sixth F. Xiong Wei, Seventh G. Xu Wang. Pipeline Leak Detection Technology Based on Distributed Optical Fiber Acoustic Sensing System, IEEE Access. — 2020. — Т. 8. — С. 30789-30796.

References

1. Murvay P, Loan Silea L. A Survey on Gas Leak Prevention and Localization Techniques // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 25, No 6, 2012, pp. 966–973.
2. Wave Method — Wave Reflection. [Online]. Available: <http://prosur.ru/viewtopic.php?t=153> (Accessed: Nov 15, 2023).
3. Zezin V.G. Nonstationary Hydrodynamic Processes, Chelyabinsk: Yuzhno-Ural State University Publishing House, 2011.
4. Bukharin M., Gorbunenko V., Naniy O., Nikitin S., Treschikov V., Fomiryakov E., Karasov D., Coherent Rayleigh Reflectometer. Now Also Measures Temperature. *Photon Express*, No. 2 (154), March 2019.
5. SEAFOM, DAS Parameter Definitions and Tests, Document No: SEAFOM MSP-02 V2.0.
6. Dudin A.S., Karasov D.R., Fomiryakov E.A., Nikitin S.P., Naniy O.E., Treschikov V.N. New Methodology for Measuring Noise Characteristics of Erbium Amplifiers for Coherent Reflectometers. *Photon Express Science* 2023, Special Issue No. 6, 2023.
7. Faruk Uyar, Tolga Kartaloglu, Ibrahim Ozdur, and Ekmel Ozbay. Field Test and Fading Measurement of a Distributed Acoustic Sensor System over a 50 km-long Fiber. Proc. of SPIE, Vol. 10654, 106540D-8, 2018.
8. Vasutinskaya S.I. Methodology for Testing Activity Control Systems for Monitoring Oil and Gas Pipelines. *Pipeline Technology Journal*, No. 2/2020.
9. Minto Chris. Overcoming Challenges in Performance Validation of Fiber-Optic Pipeline Leak Detection Systems. *Pipeline Technology Journal*, 1/2020.
10. PAO Transneft, Methods for Testing Leak Detection Systems, Mainline Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Leak Detection Systems. General Technical Requirements, ОТТ-13.320.00-KTN-288-19 (with amendments 1).
11. OptaSense, FOSA Webinar: Overcoming Validation & Verification Difficulties for Pipeline Leak Detection, Available: <https://youtu.be/PWtaCLppFVc?si=JeyyafQS-wSJ6QHx> (Accessed: [Nov 15, 2023]).
12. Dr. Jun Zhang, Andy Hoffman, Adrian Kane, John Lewis. Development of Pipeline Leak Detection Technologies, Proceedings of 2014 10th International Pipeline Conference, September 29–October 3, 2014, Calgary, Alberta, Canada.
13. Vasutinskaya S.I. Application of Omega Optical Fiber Monitoring System for Preventing Technological Risks. Pipeline Technology Journal, No. 3/2019.
14. First A. Jiancun Zuo, Second B. Yang Zhang, Third C. Hongxuan Xu, Fourth D. Xianxun Zhu, Fifth E. Zhiyang Zhao, Sixth F. Xiong Wei, Seventh G. Xu Wang. Pipeline Leak Detection Technology Based on Distributed Optical Fiber Acoustic Sensing System. IEEE Access, Vol. 8, pp. 30789-30796, 2020.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.О. Кислицын — разработка методики испытаний, анализ результатов, обоснование преимуществ распределенных волоконных систем. Подготовка текстовой и графической части статьи. Принимает на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Оленев — координация полевых испытаний, обеспечение тестовой инфраструктуры.

О.В. Миронов — контроль испытаний на объектах, предоставление данных по эксплуатации трубопроводов. Сопровождение технологических процессов полевых испытаний: координация подразделений, планирование ресурсов.

А.О. Галочкин — участие в организации полевых испытаний, анализ характеристик трубопроводов, авторский контроль испытаний.

В.Н. Трещиков — постановка научно-экспериментальных исследований, разработка аналитической модели оптоволоконной технологии сенсорной системы

О.Е. Наний — разработка технических решений для сенсоров, участие в интерпретации данных. Экспертиза результатов.

Д.О. Слободсков — проведение полевых испытаний, сбор и обработка экспериментальных данных. Подготовка текстовой и графической части статьи.

В.Н. Дурягин — анализ цифровых технологий интеграции систем обнаружения утечек. Контроль качества работ и сроков выполнения.

Д.Ю. Саяпин — оценка влияния внешних факторов на результаты испытаний. Экспертиза результатов.

А.В. Стельмашук — анализ и подготовка оптоволоконной линии к испытаниям.

Vasily O. Kislitsyn — development of test methodologies, analysis of results, justification of the advantages of distributed fiber-optic systems. Responsible for preparing both the textual and graphical components of the article. Takes full responsibility for all aspects of the work.

Valeriy A. Olenev — coordination of natural tests, provision of test infrastructure

Oleg V. Myronov — control of tests on site, provision of data on pipeline operations. Coordination of technological processes during field tests: coordination of departments, resource planning.

Andrey O. Galochkin — participation in organizing natural tests, analysis of pipeline characteristics, authorial control of tests.

Vladimir N. Treschikov — assigned and designed scientific experimental research, developed an analytical model for fiber-optic sensor system technology.

Oleg E. Naniy — development of technical solutions for sensors, participation in data interpretation. Expertise in results evaluation.

Denis O. Slobodskov — conducting natural tests, collection and processing of experimental data. Preparation of the text and graphical components of the article.

Victor N. Duryagin — analysis of digital technologies for integrating leak detection systems. Quality control of work and adherence to deadlines.

Dmitry Yu. Sayapin — evaluation of the impact of external factors on the test results. Results expertise.

Anton V. Stelmashuk — analysis and preparation of the optical fiber line for testing

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Василий Олегович Кислицын* — заместитель генерального директора по разработке, ООО «Т8 Сенсор»
e-mail: kislitsyn@t8.ru
107076, Россия, г Москва, Краснобогатырская ул., д. 44, стр. 1.

Валерий Александрович Оленев — начальник управления инфраструктуры, Группа компаний «Газпром нефть»

Олег Викторович Миронов — начальник отдела по эксплуатации трубопроводов, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Олегович Галочкин — ГС отдела эксплуатации трубопроводов, Группа компаний «Газпром нефть»

Vasily O. Kislitsyn* — Deputy General Director for Research and Development, LLC T8 Sensor
e-mail: kislitsyn@t8.ru
44/1, Krasnobogatyrskaya str., 107076, Moscow, Russia.

Valeriy A. Olenev — Head of Infrastructure Management, Gazprom нефт company group

Oleg V. Myronov — Head of Pipeline Operations Department, Gazprom нефт company group

Andrey O. Galochkin — Specialist of the Operations Department, Gazprom нефт company group

Владимир Николаевич Трещиков — доктор технических наук, генеральный директор, ООО «Т8 Сенсор»

Олег Евгеньевич Наний — доктор физико-математических наук, профессор, начальник научного отдела, ООО «Т8 Сенсор»

Денис Олегович Слободсков — технический менеджер проекта, ООО «Т8 Сенсор»

Виктор Николаевич Дурягин — кандидат технических наук, менеджер технологических сервисов, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Юрьевич Саяпин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Викторович Стельмашук — бизнес-партнер по инновационным цифровым технологиям, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladimir N. Treschikov — Dr. Sci. (Eng.), General Director, LLC T8 Sensor

Oleg E. Naniy — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., Head of the Scientific Department, LLC T8 Sensor

Denis O. Slobodskov — Project Technical Manager, LLC T8 Sensor

Victor N. Duryagin — Cand. Sci. (Eng.), Manager of Technological Services, Gazprom нефt company group

Dmitry Yu. Sayapin — Head of Direction, Gazprom нефt company group

Anton V. Stelmashuk — Business Partner for Innovative Digital Technologies, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author