Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.231-238. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.13

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.06
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Применение алгоритмов фильтрации и обработки исходного сигнала в технологии распределенного оптоволоконного акустического мониторинга

Н.Ю. Чистяков[1], С.В. Белов[1], Д.А. Будник[2], И.Ю. Колычев[3], Е.О. Ширяев[4]

[1]ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» (Российская Федерация, 614021, г. Пермь, ул. Лодыгина, 34)
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Российская Федерация, 617830, г. Чернушка, ул. Ленина, 60)
[3]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[4]Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (Российская Федерация, 614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16А)

Application of Algorithms for Filtering and Processing the Initial Signal in the Technology of Distributed Acoustic Sensing

Nikita Yu. Chistyakov[1], Sergey V. Belov[1], Denis A. Budnik[2], Igor Yu. Kolychev[3], Evgeny O. Shiryaev[4]

[1]LLC Enterprise "FHS-PNG" (34 Lodygina st., Perm, 614021, Russian Federation)
[2]LLC LUKOIL-Perm (60 Lenina st., Chernushka, 617830, Russian Federation)
[3]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[4]LLC Perm engineering and technical center "Geophysics" (16a Petropavlovskaya st., Perm, 614000, Russian Federation)

Получена / Received: 07.02.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
оптоволоконный мониторинг, оптоволоконные системы, распределенное акустическое зондирование, реконструкция сигнала, метод SEE-SGMD-PCC.

В последние годы в нефтегазовой отрасли все активнее начинают применяться оптоволоконные технологии, преимуществом которых является возможность непрерывно по всей длине скважины осуществлять мониторинг событий в реальном времени. Анализ современного производственного опыта показывает, что за рубежом в нефтегазовой отрасли активно развивается направление применения волоконно-оптических систем распределенных акустических датчиков (технология DAS). Отечественный комплекс «Горизонт» позволяет, в отличие от большинства иностранных аналогов, синхронизировать промысловые исследования DAS с методом оптоволоконной термометрией скважин (DTS), который имеет широкое применение в промысловой геофизике.
Основной проблемой внедрения метода DAS в производство является его недостаточно высокая чувствительность, т.е. низкое отношение полезного сигнала к волнам помехам. Представлены исследования, направленные на тестирование программных алгоритмов для улучшения соотношения «сигнал/шум» (SNR). При разработке алгоритма фильтрации сигнала применительно к аппаратному комплексу «Горизонт» разработана программа, которая последовательно отображает сигналы в виде волновых картин, проводит частотную фильтрацию и построение спектра сигнала. Затем расширенный временной ряд разлагается для получения компонентов симплектической геометрии (метод SGMD), отделение полезного сигнала от шума производится на основе расчета коэффициента корреляции Пирсона. Разработанный алгоритм показывает высокую эффективность выделения длительных периодических колебаний при SNR > 1.
Тестируемый метод применен к промысловым данным DAS с нефтяной добывающей скважины, на которой параллельно проведена запись распределенного температурного мониторинга (DTS). Установлено, что по методам DTS и DAS синхронно фиксируется работа насоса в скважине. Вместе с тем ряд аномалий, наблюдаемых методами DAS и DTS, не совпадают, что показывает перспективность комплексирования результатов оптоволоконных методов.

Keywords:
fiber optic monitoring, fiber optic systems, distributed acoustic sensing, signal reconstruction, SEE-SGMD-PCC method.

In recent years, fiber optic technologies have been increasingly used in the oil and gas industry, the advantage of which is the ability to continuously monitor events in real time along the entire length of the well. Analysis of modern production experience shows that abroad in the oil and gas industry the direction of using fiber-optic distributed acoustic sensor systems (DAS technology) is actively developing. The domestic complex "Gorizont" allows, unlike most foreign analogues, to synchronize DAS field studies with the fiber-optic well temperature logging (Distributed Temperature Sensing - DTS) method, which is widely used in industrial geophysics.
The main problem with the introduction of the DAS method into production is its insufficiently high sensitivity, i.e. a low ratio of the useful signal to interference waves. Research aimed at testing software algorithms to improve the signal-to-noise ratio (SNR) is presented. When developing a signal filtering algorithm for the hardware complex "Gorizont", a program was developed that sequentially displays signals in the form of wave patterns, performs frequency filtering and constructs a signal spectrum. Then the extended time series is decomposed to obtain the components of symplectic geometry (SGMD method), the useful signal is separated from the noise based on the calculation of the Pearson correlation coefficient. The developed algorithm shows high efficiency in isolating long-term periodic oscillations at SNR > 1.
The tested method is applied to DAS production data from an oil production well, where distributed temperature monitoring (DTS) is recorded in parallel. It is found that the DTS and DAS methods synchronously record the pump operation in the well. At the same time, a number of anomalies observed by the DAS and DTS methods do not coincide, which shows the potential of combining the results of fiber-optic methods.

Чистяков Никита Юрьевич – инженер-аналитик (тел.: +007 (964) 191 96 47, e-mail: Nikita.Chistyakov@fxc-png.ru).
Белов Сергей Владимирович – кандидат технических наук, заместитель генерального директора (тел.: +007 (902) 801 78 75, e-mail: belov@fxc-png.ru).
Будник Денис Александрович – руководитель группы промыслово-геофизических исследований (тел.: +007 (919) 447 53 24, e-mail: BudnikDA@mail.ru).
Колычев Игорь Юрьевич (ORCID: 0000-0002-3028-7642) – кандидат технических наук, научный сотрудник (тел.: +007 (982) 478 30 29, e-mail: igorek999@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.
Ширяев Евгений Олегович – заместитель директора по геофизическим и гидродинамическим исследованиям (тел.: +007 (952) 333 94 88, e-mail: Shiriaev.EO@pnsh.ru).

Nikita Yu. Chistyakov (AuthorID in Scopus: 57854858900) – Analytical Engineer (tel.: +007 (964) 191 96 47, e-mail: Nikita.Chistyakov@fxc-png.ru).
Sergey V. Belov (AuthorID in Scopus: 57221646644) – PhD in Engineering, Deputy Director (tel.: +007 (902) 801 78 75, e-mail: belov@fxc-png.ru).
Denis A. Budnik – Head of the Field Geophysical Research Group (tel.: +007 (919) 447 53-24, e-mail: BudnikDA@mail.ru).
Igor Yu. Kolychev (AuthorID in Scopus: 56490995700, ORCID: 0000-0002-3028-7642) – PhD in Engineering, Researcher (tel.: +007 (982) 478 30 29, e-mail: igorek999@yandex.ru).
Evgeniy O. Shiryaev (AuthorID in Scopus: 57739377400) – Deputy Director for Geophysical and Hydrodynamic Research (tel.: +007 (952) 333 94 88, e-mail: Shiriaev.EO@pnsh.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Применение алгоритмов фильтрации и обработки исходного сигнала в технологии распределенного оптоволоконного акустического мониторинга / Н.Ю. Чистяков, С.В. Белов, Д.А. Будник, И.Ю. Колычев, Е.О. Ширяев // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 231–238. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.13

Please cite this article in English as:
Chistyakov N.Yu., Belov S.V., Budnik D.A., Kolychev I.Yu., Shiryaev E.O. Application of Algorithms for Filtering and Processing the Initial Signal in the Technology of Distributed Acoustic Sensing. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 231-238. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.13

Введение

В последние годы оптоволоконные (ОВ) технологии все интенсивнее начинают применяться в интересах различных отраслей народного хозяйства. Согласно современным данным (на 2021 г.) оптоволокно позволяет передавать информацию со скоростью более 300 Тбит в секунду на расстояния до 100 км [1], что превосходит возможности электрических сигналов или радиочастот. При этом оптоволоконные датчики можно использовать в условиях агрессивной внешней среды, в том числе в недоступных местах и при действии сильных магнитных полей [2–4]. Внедрение в промышленное производство технологии ОВ соответствует приоритетным национальным проектам и программам цифровизации экономики России.

Основным преимуществом оптоволоконных технологий в нефтегазовой отрасли является возможность непрерывно по всей длине скважины осуществлять мониторинг событий в реальном времени, что находит все большее применение при геофизических исследованиях скважин (ГИС) как в России [5–7], так и за рубежом [8–10]. Наиболее разработанной в России технологией мониторинга является оптоволоконная термометрия скважин (DTS – distributed temperature sensing), позволяющая решать широкий спектр задач в части контроля добычи жидкости и выделения заколонных перетоков [11–13]. Анализ современного опыта зарубежных исследований показывает, что в последнее десятилетие в комплексе с DTS все более широкое применение находит применение волоконно-оптических систем распределенных акустических датчиков (DAS – distributed acoustic sensing) [14–17]. Для отечественной нефтегазовой отрасли технология DAS имеет к настоящему времени ограниченное распространение, данный метод начал применяться на производстве в рамках проведения опытно-промышленных работ только в последние годы [18, 19].

Мониторинг работы скважины методами DTS и DAS целесообразно проводить одновременно с единой системой регистрации, позволяющей синхронизировать их результаты. Этому условию удовлетворяет применение отечественного комплекса «Горизонт», что позволяет, в отличие от большинства иностранных аналогов, синхронизировать исследования методами DAS и DTS [20]. Помимо ОВ-технологий, к анализу также необходимо привлекать данные стандартного комплекса ГИС и в случае наличия технологических возможностей испытаний пластов на приток [21, 22]. Авторами с применением ОВ-комплекса «Горизонт» проведены опытно-промышленные работы на эксплуатационных скважинах Западной Сибири и Пермского края [19]. При этом результаты нового для российских месторождений метода DAS с целью выявления технологических особенностей эффективного применения сопоставлялись с данными использования более разработанного метода DTS.

Постановка задачи. Материалы и методы

В целом главным преимуществом технологии DAS в сравнении с точечными датчиками является возможность непрерывно по всей длине скважины осуществлять мониторинг акустических событий. К преимуществам DAS-систем следует отнести нечувствительность к электромагнитным полям, высокую плотность виртуальных датчиков, неограниченную в пределах скважины длину их расстановки [18, 23, 24]. Согласно оценке спектральной чувствительности технологии DAS, верхняя частота шумов от движения флюида в скважине ограничена 3 кГц [25, 26].

При этом главной проблемой использования метода DAS на производстве является относительно низкая чувствительность метода и менее выраженная интенсивность установленных аномалий, например, в сравнении с точечными акустическими датчиками. Это, прежде всего, связано с тем фактом, что диаграмма направленности распределенных датчиков имеет максимум в вертикальном и минимум в горизонтальном направлениях [27]. Кроме этого, на снижение чувствительности во многом влияет стальная броня кабеля, которая препятствует передаче деформаций внутрь кабеля. В работах [28–30] также показано, что для метода DAS на частотах более 150 Гц происходит дополнительное снижение разрешающей способности метода.

Проведенные в работе [19] исследования методом DAS в газовой скважине в целом подтвердили как возможность выделения акустических аномалий, так и ряд системных проблем рассмотренной технологии. В экспериментах установлен оптимальный шаг квантования по времени 0,5 мс, что обеспечило регистрацию сигналов с частотой до 1 кГц. В результате обработки данных в программном комплексе «Соната» [31] в диапазонах частот от 0 до 500 Гц уверенно фиксируется шум фильтрации газа, после остановки скважины шум прекращается. Однако сопоставление интерпретации методами DAS и DTS также показали, что при высокой сходимости результатов с DTS в части выделения притоков газа разрешающая способность DAS заметно ниже [19].

Снижение разрешающей способности акустической ОВ-технологии в скважинах можно объяснить комплексом следующих факторов. Система DAS излучает модулированные импульсы света и отслеживает аномальные акустические явления по всему волокну, получая сигналы обратного рассеяния Рэлея, генерируемые в волокне. Путем ортогональной демодуляции формируется фазовая развертка полученного отраженного сигнала, несущая информацию о деформациях волокна. Для системы DAS требуется стабильный лазер с узкой шириной линии для получения оценки фазовых результатов на выходе [32]. В настоящее время коммерческие лазеры сталкиваются с проблемой дрейфа частоты источника света (LSFD), который приводит к тому, что фазовый сигнал, получаемый системой DAS, перемещается вверх и вниз вместе с дрейфом частоты лазера. Кроме того, хаотичность внешней среды влечет за собой накопление фазового шума, генерируемого во время прохождения света в системе DAS, что уменьшает отношение «полезный сигнал / шум» (SNR) и влияет на последующее извлечение эффективной информации о фазе. Дрейф частоты лазерного излучения и фазовый шум могут быть истолкованы как внешние помехи, что приводит к резкому снижению способности системы DAS обнаруживать низкочастотную информацию. Поэтому одновременное подавление фазового шума и фазового дрейфа в фазовых сигналах имеет решающее значение для системы DAS.

Таким образом, основной задачей повышения эффективности применения DAS при мониторинге разработки нефтяных и газовых месторождений является усиление чувствительности метода, т.е. повышение отношения SNR. Одним из путей решений является оптимизация аппаратных устройств, таких как лазеры, уменьшение фазовых помех, создаваемых аппаратными устройствами, или добавление опорных структур, то есть улучшение структуры системы DAS для повышения

качества получения фазового сигнала. В некоторой степени это может быть обеспечено усовершенствованием конструкции ОВ-кабеля со спиральной навивкой оптоволокна, применение кабелей с повышенной чувствительностью и расширенной диаграммой направленности [33, 34]. Однако основным решением, без которого невозможно качественно решить проблему улучшения SNR фазового сигнала, является усовершенствование обработки демодулированного фазового сигнала с помощью программных алгоритмов.

В работе [35] для решения поставленной задачи предложен метод разделения сигналов, основанный на многомасштабных вейвлетах, который может разделять фазовый шум, вызванный смещением частоты колебаний, а также изменяющийся во времени звук или другие помехи, вызванные движением воздуха на различных масштабных компонентах. Экспериментальные результаты показывают, что, по сравнению с традиционными методами, устранение шума с помощью дифференциального преобразования и быстрого преобразования Фурье, SNR сигнала, полученного таким методом, всегда является лучшим и может быть улучшен до 35 дБ при оптимальных условиях [35]. Однако, хотя вейвлет-преобразование обладает хорошими частотно-временными характеристиками локализации, ограничение длины вейвлет-преобразования может привести к утечке сигнала. Кроме того, выбор основы вейвлета, уровней декомпозиции, порога и пороговой функции могут повлиять на конечный эффект шумоподавления.

В 2019 г. Y. Lv et al. [36] предложили метод эмпирического разложения мод (EMD) для адаптивного выделения и устранения фазового дрейфа, который был устранен при различных частотах колебаний 1; 5 и 10 Гц. Были обнаружены колебания частотой 0,5 Гц и 0,3 Гц при отношении «сигнал/шум» 55,6 и 64,4 дБ соответственно. Позднее в работе [37] данный метод усовершенствован путем применения эмпирического разложении мод и объединения коэффициентов корреляции Пирсона (EMD-PCC). Сигнал был точно восстановлен на частотах колебаний 200; 300; 400 и 500 Гц. Метод EMD не требует предварительного выбора параметров и адаптивно выделяет моды на основе самого сигнала. Однако собственные модальные компоненты, полученные с использованием этого метода, могут содержать характерные компоненты различных временных масштабов. Кроме того, существуют также такие проблемы, как конечные эффекты и сложность определения условий завершения итерации, уровень шума также серьезно влияет на эффективность метода EMD.

В 2022 г. B. Mao et al. [38] предложили метод подавления вибрационного сигнала, основанный на разложении по вариационным модам (VMD) и коэффициенте корреляции Пирсона (PCC), который выполняет многоуровневое VMD-подавление фазового сигнала после демодуляции. Это может значительно улучшить SNR сигнала в условиях одночастотного одноточечного источника и многочастотного одноточечного источника колебаний. Метод VMD преобразует компоненты сигнала в вариационную структуру, эффективно устраняя такие проблемы, как эффект наложения мод, недостаточный охват и конечные эффекты. Однако неправильный выбор коэффициентов и уровней разложения в методе VMD влияет на эффект шумоподавления, и его надежность будет низкой при столкновении с внезапными сигналами и шумовыми помехами.

Таким образом, вышеупомянутые методы, как правило, сопряжены с такими проблемами, как необходимость настройки параметров и низкая стабильность шумоподавления. Кроме того, большинство из вышеперечисленных методов устраняют только фазовый шум или фазовый дрейф, не принимая во внимание влияние обоих типов помех на фазовый сигнал, что приводит к потере информации о фазе и искажению фазового сигнала в сложных условиях сейсморазведки.

Чтобы одновременно устранить влияние фазового шума и LSFD на фазовый сигнал в системе DAS и улучшить качество фазового сигнала, был предложен метод SEE-SGMD-PCC [39]. Этот метод решает проблему конечного эффекта на основе метода симметричного продолжения экстремальных точек, сохраняет размер и основные характеристики исходного фазового сигнала на основе теории симплектической геометрии, а также фильтрует и восстанавливает доминирующие компоненты сигнала на основе коэффициента корреляции Пирсона. Результаты моделирования показали, что предложенный метод позволяет эффективно восстанавливать фазовую информацию на одной частоте и на нескольких частотах в условиях различных уровней фазового дрейфа и гауссовского белого шума. Метод SEE-SGMD-PCC по сравнению с такими методами, как вейвлет, EMD-PCC, VMD-PCC и т.д., значительно улучшает SNR фазового сигнала, позволяет точно идентифицировать компоненты сигнала, подавлять фазовый шум и фазовый дрейф одновременно, при этом информация о фазе не теряется. В тестовых натурных экспериментах данный метод эффективно подавлял фазовый дрейф и фазовый шум. Особенно эффективен метод при выделении длительных интерферирующих колебаний.

Результаты

На первом этапе при разработке алгоритма фильтрации сигнала к системе DAS была разработана программа применительно к аппаратному комплексу «Горизонт». Программа последовательно реализует следующие функции: 1) загрузка файлов данных; 2) отображение сигналов в виде волновых картин и цветокодированных диаграмм; 3) частотная фильтрация сигнала; 4) построение спектра сигнала; 5) разложение на моды симплектической геометрии (SGMD); 6) реконструкция сигнала с использованием коэффициента корреляции Пирсона (PCC).

Алгоритм SEE-SGMD-PCC в исследовании сведен к четырем последовательным этапам: 1) расширение фазового сигнала; 2) разложение мод симплектической геометрии; 3) экранирование доминирующих компонентов сигнала; 4) реконструкция сигнала. Экстремальное симметричное продолжение (SEE) используется для расширения входного временного ряда, чтобы уменьшить влияние конечных эффектов на разложение мод симплектической геометрии. Затем метод SGMD разлагает расширенный временной ряд для получения компонентов симплектической геометрии. Далее используется коэффициент корреляции Пирсона, чтобы различать доминирующий компонент сигнала и доминирующий компонент шума. Наконец, основные компоненты сигнала линейно накладываются для полной его реконструкции, а затем расширенные части на обоих концах сигнала удаляются для получения обработанного сигнала.

При изучении акустического шума записанный сигнал DAS имеет очень большую длину, десятки и сотни тысяч отсчетов. Для исследований можно выбирать различные участки сигнала, потому необходимость в расширении сигнала SEE отпадает.

В соответствии с теорией симплектической геометрии, используется метод SGMD для декомпозиции сигнала *Y*. Конкретный процесс декомпозиции заключается в следующем. Основываясь на теореме Такенса о вложении с задержкой, задавая размерность вложения, равной *q*, можно преобразовать одномерный сигнал *Y* в матрицу траекторий $Zp\times q$, которая содержит динамическую информацию сигнала *Y*.

$$Z_{p\times q}=\begin{bmatrix} Y_1 & Y_{1+\tau} & \cdots & Y_{1+(q-1)\tau} \\ Y_2 & Y_{2+\tau} & \cdots & Y_{2+(q-1)\tau} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_p & Y_{p+\tau} & \cdots & Y_{p+(q-1)\tau} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где τ – шаг времени задержки.

При выборе размерности вложения *q* необходимо учитывать две вещи – объем информации, который необходимо сохранить, и статистическую достоверность, которую необходимо достичь. Существует компромисс между двумя параметрами при выборе параметра *q*, поскольку они не могут одновременно соответствовать требованиям содержания информации и статистической достоверности.

Согласно исследованиям R. Vautard et al. [40], идея выбора размера встраивания заключается в вычислении спектральной плотности мощности (PSD) сигнала *Y* и оценке максимальной пиковой частоты f_{max} в PSD. Когда нормализованная частота f_{max}/f_s (f_s – частота дискретизации) меньше заданного порогового значения 10^{-3}, размер *q* для встраивания устанавливается равным *p*/3. Когда нормализованная частота f_{max}/f_s превышает заданное пороговое значение, размер вложения *q* устанавливается равным $(f_{max}/f_s)\cdot 1{,}2$. Основная цель выбора этого параметра – увеличить временной интервал измерения внедрения на 20 % по сравнению со средним периодом требуемой последовательности компонентов, чтобы улучшить эффект разложения SGMD.

Чтобы получить характеристическую информацию о сигнале *Y*, необходимо построить матрицу Гамильтона, связанную с его матрицей траекторий *Z*. Матрица траекторий подвергается автокорреляционной обработке для получения матрицы *C*:

$$C = Z^T Z. \quad (2)$$

Далее полученная вещественная симметричная матрица C используется для построения матрицы Гамильтона:

$$H=\begin{pmatrix} C & 0 \\ 0 & -C^T \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Существует матрица H_1, такая, что $H_1 H H_1^T$ является верхней матрицей Хессенберга, $B = PCP^T$ также является верхней матрицей Хессенберга, и $\lambda(B) = \lambda(C) = \lambda 2(Z)$. Поскольку собственное значение λ_i матрицы *C* может быть представлено элементами на главной диагонали матрицы *C*, спектр главных компонент матрицы *Z* может быть получен путем извлечения квадратного корня из собственных значений матрицы *C*:

$$\sigma_1=\sqrt{\lambda_{max}},\ \ldots,\ \sigma_i=\sqrt{\lambda_{min}},\ i=1, 2, \ldots, q, \quad (4)$$

где спектр главных компонент матрицы траекторий *B*, состоящий из σ_i.

Так как распределение σ_i представляет собой симплектический геометрический спектр матрицы *C* с соответствующим симплектическим ортогональным базисом, члены с меньшими значениями в σ_i обычно относятся к несущественным компонентам сигнала, таким как компоненты шума. Поскольку соответствующая матрица H_1 представляет собой симплектический собственный вектор матрицы *C*, тогда матрица коэффициентов преобразования *S* может быть получена из матрицы признаков H_1 и матрицы траекторий *Z*:

$$S_i=(H_1)_i^T Z^T,\ i=1, 2, \ldots, q. \quad (5)$$

Наконец, матрица коэффициентов преобразования преобразуется для получения исходной однокомпонентной матрицы:

$$D_i=(H_1)_i S_i,\ i=1, 2, \ldots, q. \quad (6)$$

Размер исходной однокомпонентной матрицы, полученной с помощью симплектического геометрического преобразования, равен $p \times q$. Чтобы получить восстановленное выражение сигнала с той же размерностью, что и у одномерного сигнала *Y*, исходная однокомпонентная матрица, упомянутая выше, подвергается обработке диагонального усреднения. Диагональное усреднение может преобразовать исходный однокомпонентную матрицу в новый временной ряд длиной $n = p$, и *q* новых временных рядов могут быть получены с помощью специального преобразования:

$$y'_k=\begin{cases} \frac{1}{k}\sum_{i=1}^{k} d^*_{i,k-i+1}, & 1\le k\le q^* \\ \frac{1}{q^*}\sum_{i=1}^{q^*} d^*_{i,k-i+1}, & q^*\le k\le p^* \\ \frac{1}{n-k+1}\sum_{i=k-p^*+1}^{n-p^*+1} d^*_{i,k-i+1}, & p^*\le k\le n \end{cases}, \quad (7)$$

где элемент исходной однокомпонентной матрицы представлен в виде d_{ij} ($1 \le i \le p$, $1 \le j \le q$), $p^* = \max(p, q)$, $q^* = \min(p, q)$, $n = p + (d - 1)\tau$.

Когда $p > q$, то $d_{ij}^* = d_{ji}$, иначе $d_{ij}^* = d_{ij}$.

Последовательно усредняя по диагонали каждую однокомпонентную матрицу D_i ($i = 1, 2, \ldots, q$), можно получить *q* новых временных рядов длиной *n*. Кроме того, исходный временной ряд может быть выражен в виде:

$$Y' = Y'_1 + Y'_2 + \ldots + Y'_q. \quad (8)$$

После обработки с помощью описанного выше процесса были получены *q* новых временных рядов, которые могут иметь одинаковые характеристики, период и частотные составляющие и не являются полностью независимыми. Временные ряды с одинаковыми характеристиками могут быть объединены и реконструированы с использованием корреляции временных рядов и сходства частот.

При этом процесс обработки информации должен проводится с учетом следующих соображений. В связи с тем что временной ряд с наибольшей степенью корреляции с исходным сигналом находится в начале Y'_i, ранжирование корреляции с исходным сигналом составляет $Y'_1 > Y'_2 > \cdots > Y'_q$. Таким образом, для сравнения характеристик с другими компонентами выбирается Y_1, и несколько компонентов с высокой

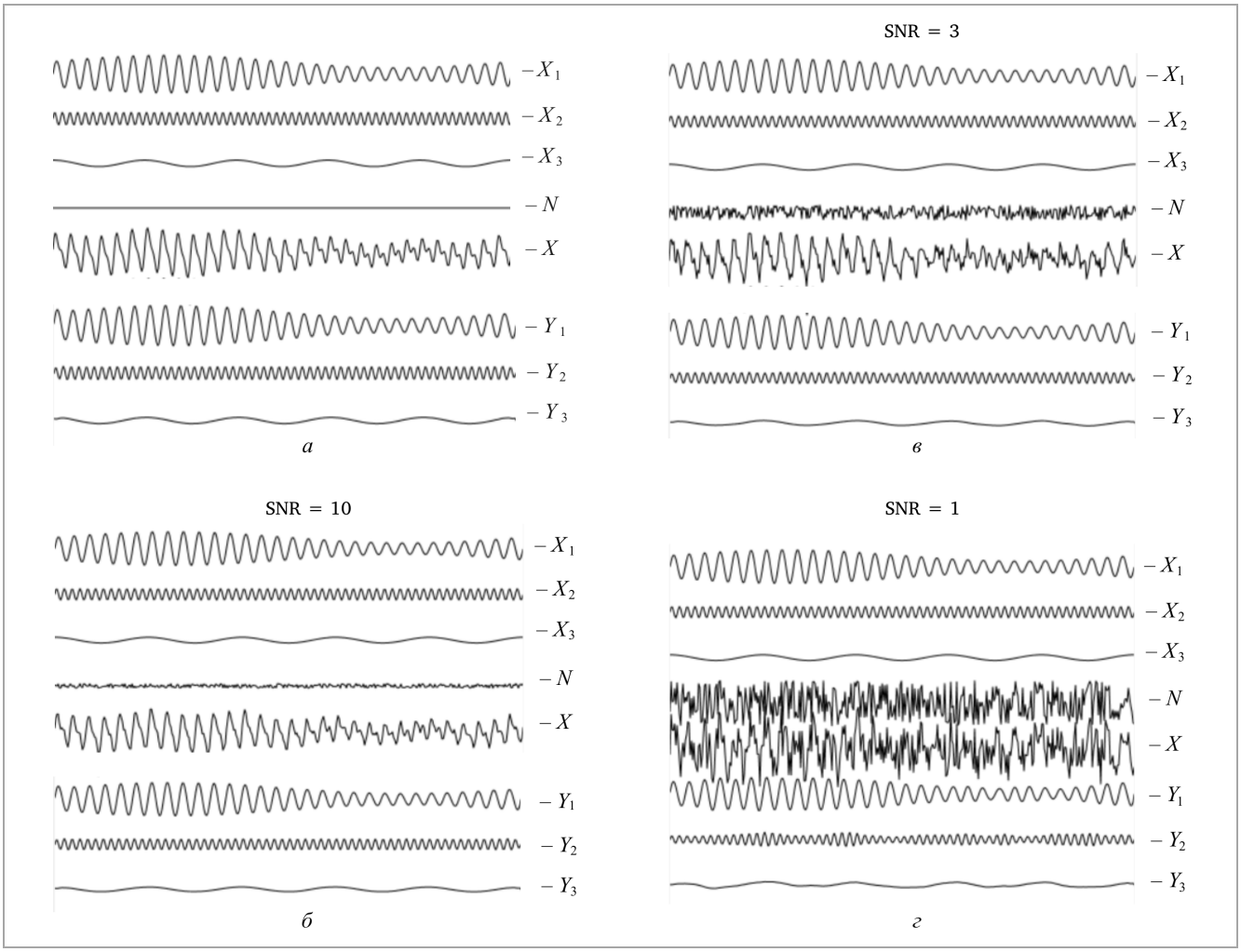


Рис. 1. Пример выделения компонентов сигнала методом SGMD: *а* – при отсутствии шума; *б* – при соотношении сигнал/шум = 10; *в* – при соотношении сигнал/шум = 3; *г* – при соотношении сигнал/шум = 1; X – исходный сигнал и его компоненты, Y_i – выделенные компоненты

степенью сходства суммируются, чтобы получить первый симплектический геометрический компонент SGC_1. Кроме того, удалив SGS_1 из Y, оставшиеся сигналы можно выразить как res_1:

$$res_1 = Y' - SGC_1. \quad (9)$$

Условие завершения итерации – снижение относительной ошибки ниже заданного порога:

$$AE_h = \left| \frac{res_h}{Y} \right|, \quad (10)$$

где $res_h = Y' - \Sigma h_i = 1\ SGC_i$, h – номер итерации.

Когда ошибка становится меньше установленного порогового значения, весь процесс декомпозиции завершается, и конечный результат декомпозиции равен:

$$Y = \sum_{h=1}^{L} SGC_h + res_h. \quad (11)$$

При вычислении доминирующих компонентов GC_i получается $1 \le i \le r$ сигнала, где r – количество доминирующих компонентов сигнала. Сумма доминирующих компонентов дает сигнал без шума:

$$Y'' = \sum_{i=1}^{r} SGC_i. \quad (12)$$

Тестирование данного алгоритма показало его высокую эффективность на тестовых сигналах, состоящих из набора синусоидальных колебаний различной частоты и амплитуды на фоне случайных шумов. В этом случае интенсивность выделенных мод симплектической геометрии быстро спадает при уменьшении коэффициента корреляции Пирсона.

Для тестирования использовалась смесь трех сигналов X_1, X_2, X_3 разной частоты и амплитуды шума N. Один из сигналов бы модулирован. В качестве шума был выбран белый шум с нулевым средним. Амплитуда шума задавалась, исходя из соотношения «сигнал/шум» (SNR).

$X_1 = 2\ (1 + 0{,}5 \sin (2pt)) \cdot \sin (60pt))$;

$X_2 = \sin (120pt))$;

$X_3 = 0{,}5 \cos (10pt))$;

$X = X_1 + X_2 + X_3$.

На рис. 1 показаны результаты выделения компонентов Y_1, Y_2, Y_3, модельного сигнала:

– на рис. 1, *а*, показан вариант без шума. В этом случае происходит практически точное восстановление компонент;

– при значительном превышении сигнала над уровнем шума компоненты сигнала восстанавливаются с большой точностью (см. рис. 1, *б*);

– дальнейшее повышение уровня шума до SNR = 3 незначительно влияет на форму выделенных компонентов (см. рис. 1, *в*). При этом появляются слабые интермодуляционные искажения компонентов.

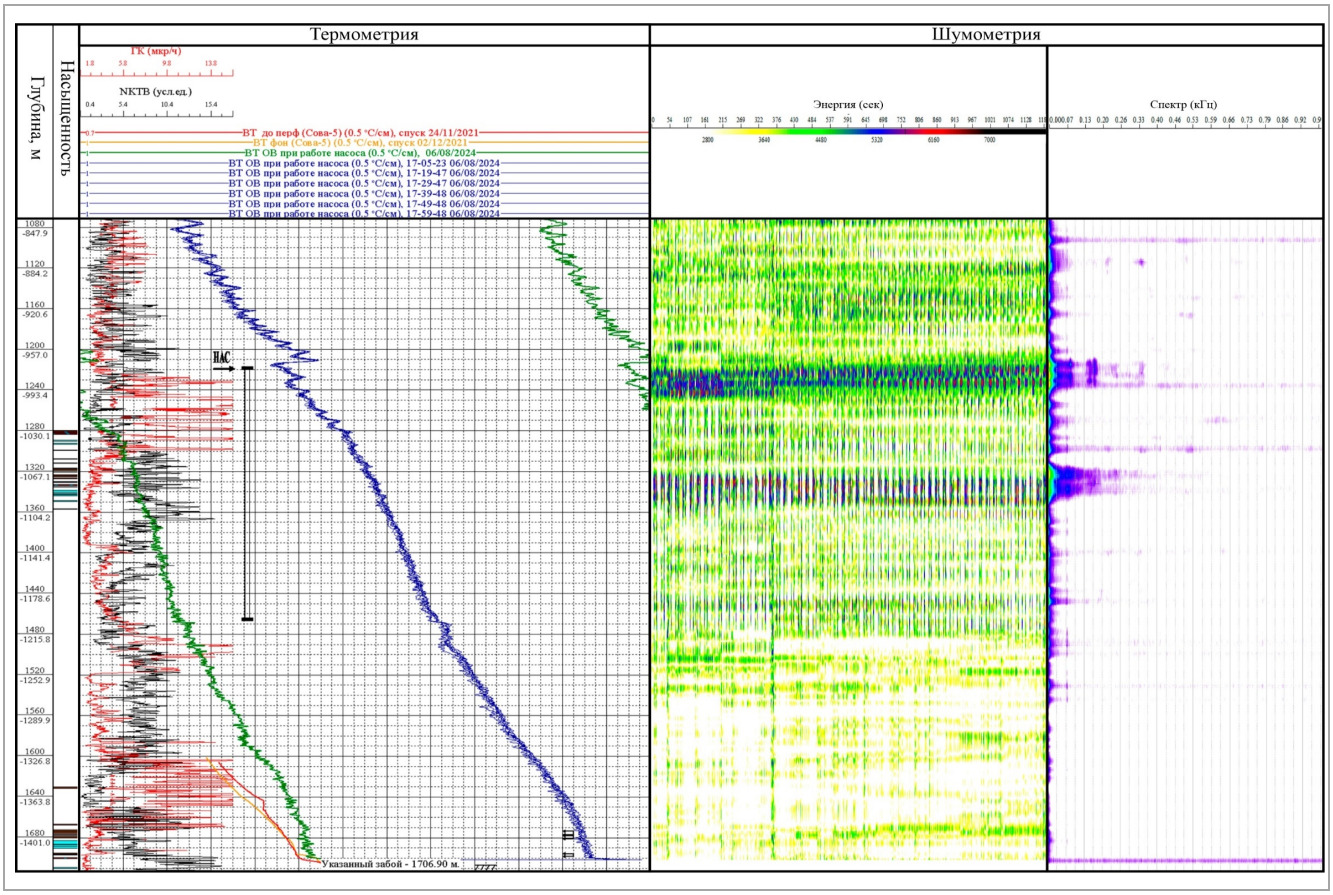


Рис. 2. Результаты распределенного температурного DTS и акустического DAS мониторинга по глубине скважины

При равенстве амплитуды сигнала и шума искажения становятся заметными (рис. 1, *г*). Как видно из данных рис. 1, *г*, компоненты с меньшей амплитудой подвержены большим искажениям.

Тестируемый метод применен к промысловым данным DAS с нефтяной добывающей скважины южной группы месторождений Пермского края с последующей интерпретацией. При этом параллельно с DAS была проведена запись распределенного температурного мониторинга двумя видами станций «Горизонт» и Silixa. Метод DTS, который для аппаратуры «Горизонт» был синхронизирован с DAS, использовался в качестве контролирующих исследований.

Результаты выполненных оптоволоконных исследований приведены рис. 2. По термометрии скважин зеленая кривая соответствует регистрации DTS системой Silixa, синяя – системой «Горизонт». Различия в значениях замеренной температуры системами обусловливаются необходимостью их взаимной калибровки и настройки программного обеспечения. При этом тренды изменения данных DTS по глубине скважины показывают общую согласованность их результатов. Выполненные исследования методом DAS анализировались как по энергии, так и по спектру зарегистрированных акустических явлений (см. рис. 2).

Методами DTS и DAS отчетливо фиксируется работа насоса в скважине в интервале глубин 1210–1240 м. По методу DTS это проявляется по изменению тренда (угла наклона) температурной аномалии с глубиной, по DAS – в увеличении энергии и расширении спектра акустических явлений. Вместе с тем по методу DAS схожая по виду аномалия также зарегистрирована на глубине 1320–1355 м, что, согласно интерпретации, связано с шумом от клапана насоса или насосной штанги. Данной аномалии не установлено на диаграммах метода DTS. С другой стороны, по методу DTS на глубине 1467 м отмечается аномалия от хвостовика скважины, которая практически не проявляется по шумометрии. Также по изменению температурного градиента прослеживается работа интервалов перфорации нефтью на глубинах в интервалах 1673–1698 м, что не фиксируется по данным DAS. Последний факт подтверждает результаты ранее выполненных опытно-промышленных работ [19], согласно которым по DAS уверенно интерпретируются только фильтрационные потоки из газовых интервалов.

Заключение

Основной проблемой внедрения метода DAS в производство является его недостаточно высокая чувствительность, т.е. низкое отношение полезного сигнала к волнам помехам. В результате выполненных исследований применительно к отечественному комплексу «Горизонт» разработаны программные алгоритмы, позволяющие для метода DAS улучшить соотношения «сигнал/шум» (SNR). Находящийся на стадии тестирования метод выделения компонентов сигнала показывает высокую эффективность выделения длительных периодических колебаний при соотношении «сигнал/шум» больше 1.

Разработанный алгоритм фильтрации применен к промысловым исследованиям DAS нефтяной добывающей скважины. Установлено, что методами DTS и DAS синхронно фиксируется работа насоса в скважине. Вместе с тем ряд аномалий по методам DAS и DTS не совпадает, что показывает перспективность комплексирования результатов этих оптоволоконных методов.

Библиографический список

1. Оптоволоконные технологии в системах передачи данных / Е.А. Бадеева, Д.А. Усачев, И.А. Чернов, В.А. Бадеев, М.В. Соломанидин // Вестник Пензенского государственного университета. – 2022. – № 2 (38). – С. 64–69.
2. Мониторинг температурного поля с помощью оптоволоконных технологий при площадных исследованиях / Е.С. Найданова, В.Ф. Рыбка, А.И. Губина, П.Ю. Чудинов // Каротажник. – 2020. – № 6 (306). – С. 82–91.
3. Орлова, Е.Ю. Оптоволоконные технологии и сферы их применения / Е.Ю. Орлова, А.А. Орлов // T-Comm: Телекоммуникации и транспорт. – 2016. – Т. 10, № 3. – С. 63–66.
4. Мауленов, К.С. Оптоволоконные сети: технологии и стандарты, преимущества и недостатки / К.С. Мауленов, Б.Ж. Жарлыкасов // Экономика и социум. – 2015. – № 2–5 (15). – С. 471–475.
5. Оптоволоконные технологии контроля технического состояния добывающих скважин / Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин, Д.А. Семикин, М.В. Ракитин, А.В. Сурмаев // Каротажник. – 2014. – № 9 (243). – С. 47–55.
6. Оптоволоконные технологии мониторинга действующих горизонтальных скважин / Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин, А.А. Садретдинов, Д.А. Семикин, М.В. Ракитин, А.В. Сурмаев // Каротажник. – 2014. – № 9 (243). – С. 38–46.
7. Исаев, В.А. Оптоволоконные технологии для "интеллектуальных скважин" и геофизических исследований нефтяных, газовых и нагнетательных скважин / В.А. Исаев // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 11 (154). – С. 73–77.
8. Distributed electric field sensing using fibre optics in borehole environments / David L. Alumbaugh, Evan Schankee Um, G. Michael Hoversten, Kerry Key // Geophysical Prospecting. – 2022. – Vol. 70. – P. 210–221. DOI: 10.1111/1365-2478.13150
9. Peyman, Moradi. Fibre-optic sensing and microseismic monitoring evaluate and enhance hydraulic fracturing via real-time and post-treatment analysis / Peyman Moradi, Suresh Dande, Doug Angus // FIRST BRAKE. – 2020. – Vol. 38. – P. 65–72. DOI: 10.3997/1365-2397.fb2
10. Measurement, monitoring, verification and modelling at the Aquistore CO2 storage site / Zeinab Movahedzadeh, Alireza Rangriz Shokri, Rick Chalaturnyk, Erik Nickel, Norm Sacuta // FIRST BRAKE. – 2021. – Vol. 39. – P. 69–75. DOI: 10.3997/1365-2397.fb2021013
11. Ширяев, Е.О. Опыт применения оптоволоконных систем термометрии для исследования скважин / Е.О. Ширяев // Каротажник. – 2023. – № 6 (326). – С. 76–86.
12. Чудинов, П.Ю. Определение дебита скважин и учет добычи с использованием оптоволоконных технологий / П.Ю. Чудинов // Каротажник. – 2023. – № 6 (326). – С. 87–96.
13. Ширяев, Е.О. Применение оптоволоконного мониторинга термометрии при контроле формирования цементного камня в затрубном пространстве скважин / Е.О. Ширяев, С.Ф. Анисимова, С.В. Галкин // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 2. – С. 72–77. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.4
14. Gabai, H. On the sensitivity of distributed acoustic sensing / H. Gabai, A. Eyal // Optics Letters. – 2016. – Vol. 41 (24). – P. 5648–5651. DOI: 10.1364/OL.41.0056
15. Noise suppression of distributed acoustic sensing vertical seismic profile data based on time–frequency analysis / D. Shao, T. Li, L. Han, Yu Li // Acta Geophysica. – 2022. – Т. 70, № 4. – С. 1539–1549. DOI: 10.1007/s11600-022-00820-9
16. Experimental study of temperature change effect on distributed acoustic sensing continuous measurements / E. Sidenko, K. Tertyshnikov, M. Lebedev, R. Pevzner // Geophysics. – 2022. – Т. 87, № 3. DOI: 10.1190/geo2021-0524.1
17. Farghal, N.S. The potential of using fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) in earthquake early warning applications / N.S. Farghal, J.K. Saunders, G.A. Parker // Bulletin of the Seismological Society of America. – 2022. – Т. 112, № 3. – С. 1416–1435. DOI: 10.1785/0120210214
18. Кислов, К.В. Распределенное акустическое зондирование: новый инструмент или новая парадигма / К.В. Кислов, В.В. Гравиров // Сейсмические приборы. – 2022. – Т. 58, № 2. – С. 5–38. DOI: 10.21455/si2022.2-1
19. The possibilities of monitoring the operation of gas wells by noise measurement using a system of distributed acoustic sensors / I.J. Kolychev, S.V. Belov, N.Yu. Chistyakov, V.Sh. Gurbanov, S.V. Galkin // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2024. – Vol. 2. – P. 150-159. DOI: 10.33677/ggianas20240200133.
20. Галкин, С.В. Возможности импортозамещения нефтегазового оборудования при реализации температурного и акустического оптоволоконного мониторинга скважин / С.В. Галкин, Н.Ю. Колычева, Л.Т. Колычева // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности: сборник трудов XXII Международной научно-технической конференции, Екатеринбург. – 2024. – С. 240–243.
21. Опыт использования модульного пластоиспытателя для решения различных геологических задач / И.Т. Диляviров, М.Р. Абунагимов, Р.У. Исянгулов, А.М. Мустафин, В.А. Змановский, Н.Н. Лукьянов // Каротажник. – 2020. – № 2 (302). – С. 63–77.
22. Тюрина, Г.В. Применение модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле для уточнения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения / Г.В. Тюрина // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 25–31. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.4
23. Advances in distributed acoustic sensing (DAS) for VSP / A. Mateeva, J. Mestayer, B. Cox [et al.] // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2012. DOI: 10.1190/segam2012-0739.1
24. Cable reverberations during wireline distributed acoustic sensing measurements: their nature and methods for elimination / E. Martuganova, M. Stiller, K. Bauer, J. Henninges, C.M. Krawczyk // Geophysical Prospecting. – 2021. – Т. 69, № 5. – С. 1034–1054.
25. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / А.М. Асланян, И.Ю. Асланян, Ю.С. Масленникова [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 6. – С. 52–59.
26. Николаев, С.А. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах / С.А. Николаев, М.Н. Овчинников // Акустический журнал. – 1992. – Т. 38, № 1. – С. 114–118.
27. Kuvshinov, B.N. Interaction of helically wound fibre-optic cables with plane seismic waves / B.N. Kuvshinov // Geophysical Prospecting. – 2016. – Vol. 64 (3). – P. 671–688. DOI: 10.1111/1365-2478.12303.
28. Array signal processing on distributed acoustic sensing data: directivity effects in slowness space / S.P. Näsholm, K. Iranpour, A. Wuestefeld [et al.] // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2022. – Vol. 127 (2). – P. 1–24. DOI: 10.1029/2021JB023587.
29. Application of machine learning to microseismic event detection in distributed acoustic sensing data / A.L. Stork, A.F. Baird, S.A. Horne [et al.] // Geophysics. – 2020. – Vol. 85 (5). – P. 149–160. DOI: 10.1190/geo2019-0774.
30. Dean, T. The effect of gauge length on axially incident P-waves measured using fibre optic distributed vibration sensing: Gauge length effect on incident P-waves / T. Dean, T. Cuny, A.H. Hartog // Geophysical Prospecting. – 2017. – Vol. 65 (1). P. 184–193. DOI: 10.1111/1365-2478.12419.
31. Совершенствование технологии обработки данных ГИС в программном комплексе «Соната» / И.В. Ташкинов, А.В. Шумилов, С.В. Белов, Е.В. Заичкин, О.В. Наугольных, А.А. Шилов // Доклады IV Китайско-Российского симпозиума «Новейшие достижения в области геофизических исследований скважин». – Уфа: Изд. ОАО НПФ «Геофизика», 2006. – С. 206–215.
32. Влияние дрейфа частоты лазера в фазочувствительной рефлектометрии / А.А. Жирнов, К.В. Степанов, А.О. Чернуцкий [и др.] // Оптика и спектроскопия. – 2019. – Т. 127, № 10. – С. 603–610. DOI: 10.21883/OS.2019.10.48364.177-19
33. Чугаев, А.В. Амплитудно-частотный отклик распределенного акустического сенсора DAS со спиральной намоткой волокна / А.В. Чугаев, М.В. Тарантин // Горные науки и технологии. – 2023. – Т. 8, № 1. – С. 13–21. DOI: 10.17073/2500-0632-2022-06-10
34. Чулков, Е. Дизайн сейсмических датчиков на основе принципа DAS: анализ и численное моделирование / Е. Чулков, С.А. Тихоцкий, Н.В. Дубиня // Материалы Международной геолого-геофизической конференции. – 2023. – Т. 3. – С. 234.
35. An effective signal separation and extraction method using multi-scale wavelet decomposition for phase-sensitive OTDR system / H. Wu, X. Li, H. Li [et al.] // The International Society for Optical Engineering. – 2013. – Vol. 8916. DOI: 10.1190/tle36120987.1
36. Eliminating phase drift for distributed optical fiber acoustic sensing system with empirical mode decomposition / Y. Lv, P. Wang, Yu Wang [et al.] // Sensors. – 2019. – Vol. 19 (24). – P. 5392. DOI: 10.3390/s19245392
37. Denoising method of the φ-OTDR system based on EMD-PCC / W. Chen, X. Ma, Q. Ma [et al.] // IEEE Sensors Journal. – 2021. – Vol. 21 (10). – P. 12113–12118. DOI: 10.1109/JSEN.2020.3033674
38. Denoising method based on VMD-PCC in φ-otdr system / B. Mao, Z. Bu, B. Xu [et al.] // Optical Fiber Technology. – 2022. – Vol. 74 (3). – P. 103081. DOI: 10.1016/j.yofte.2022.103081
39. Phase drift and noise suppression method based on SEE-SGMD-PCC in a distributed acoustic sensor / X. Bai, F. Zhang, L. Lin [et al.] // Optics Express. – 2023. – Vol. 31 (19). – P. 31463–31485
40. Vautard, R. Singular-spectrum analysis: A toolkit for short, noisy chaotic signals / R. Vautard, P. Yiou, M. Ghil // Physica D: Nonlinear Phenomena. – 1992. – Vol. 58 (1–4). – P. 95–126. DOI: 10.1016/0167-2789(92)90103-T

References

1. Badeeva E.A., Usachev D.A., Chernov I.A., Badeev V.A., Solomanidin M.V. Optovolokonnye tekhnologii v sistemakh peredachi dannykh [Fiber optic technologies in data transmission systems]. *Vestnik Penzenskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2022, no. 2 (38), pp. 64-69.
2. Naidanova E.S., Rybka V.F., Gubina A.I., Chudinov P.Iu. Monitoring temperaturnogo polia s pomoshch'iu optovolokonnykh tekhnologii pri ploshchadnykh issledovaniiakh [Temperature field monitoring with the help of fiber optic technologies in areal surveys]. *Karotazhnik*, 2020, no. 6 (306), pp. 82-91.
3. Orlova E.Iu., Orlov A.A. Optovolokonnye tekhnologii i sfery ikh primeneniia [Fiber-optic technologies and their applications]. *T-Comm: Telekommunikatsii i transport*, 2016, vol. 10, no. 3, pp. 63-66.
4. Maulenov K.S., Zharlykasov B.Zh. Optovolokonnye seti: tekhnologii i standarty, preimushchestva i nedostatki [Fiber Optic Networks: Technologies and Standards, Advantages and Disadvantages]. *Ekonomika i sotsium*, 2015, no. 2-5 (15), pp. 471-475.
5. Iarullin R.K., Valiullin R.A., Semikin D.A., Rakitin M.V., Surmaev A.V. Optovolokonnye tekhnologii kontrolia tekhnicheskogo sostoianiia dobyvaiushchikh skvazhin [Fiber optic technologies for monitoring the technical condition of production wells]. *Karotazhnik*, 2014, no. 9 (243), pp. 47-55.
6. Iarullin R.K., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Semikin D.A., Rakitin M.V., Surmaev A.V. Optovolokonnye tekhnologii monitoringa deistvuiushchikh gorizontal'nykh skvazhin [Fiber optic technologies for monitoring active horizontal wells]. *Karotazhnik*, 2014, no. 9 (243), pp. 38-46.

7. Isaev V.A. Optovolokonnye tekhnologii dlia "intellektual'nykh skvazhin" i geofizicheskikh issledovanii neftianykh, gazovykh i nagnetatel'nykh skvazhin [Fiber optical for smart wells and geo physical surveys in oil, gas and injection wells]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, no. 11 (154), pp. 73-77.
8. Alumbaugh David L., Um Evan Schankee, Hoversten G. Michael, Key Kerry Distributed electric field sensing using fibre optics in borehole environments. *Geophysical Prospecting*, 2022, vol. 70, pp. 210-221. DOI: 10.1111/1365-2478.13150
9. Peyman Moradi, Dande Suresh, Angus Doug. Fibre-optic sensing and microseismic monitoring evaluate and enhance hydraulic fracturing via real-time and post-treatment analysis. *FIRST BRAKE*, 2020, vol. 38, pp. 65-72. DOI: 10.3997/1365-2397.fb2
10. Zeinab Movahedzadeh, Alireza Rangriz Shokri, Rick Chalaturnyk, Erik Nickel, Norm Sacuta. Measurement, monitoring, verification and modelling at the Aquistore CO_2 storage site. *FIRST BRAKE*, 2021, vol. 39, pp. 69-75. DOI: 10.3997/1365-2397.fb2021013
11. Shiriaev E.O. Opyt primeneniia optovolokonnykh sistem termometrii dlia issledovaniia skvazhin [An experience of applying fiber-optic temperature-measurement systems for well logging]. *Karotazhnik*, 2023, no. 6 (326), pp. 76-86.
12. Chudinov P.Iu. Opredelenie debita skvazhin i uchet dobychi s ispol'zovaniem optovolokonnykh tekhnologii [Well output evaluation and production monitoring using fiberoptic technologies]. *Karotazhnik*, 2023, no. 6 (326), pp. 87-96.
13. Shiriaev E.O., Anisimova S.F., Galkin S.V. Primenenie optovolokonnogo monitoringa termometrii pri kontrole formirovaniia tsementnogo kamnia v zatrubnom prostranstve skvazhin [Application of fiber optic thermometry monitoring in the control the formation of cement stone in the well annulus]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 2, pp. 72-77. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.4
14. Gabai H., Eyal A. On the sensitivity of distributed acoustic sensing. *Optics Letters*, 2016, vol. 41 (24), pp. 5648-5651. DOI: 10.1364/OL.41.0056
15. Shao D., Li T., Han L., Li Yu Noise suppression of distributed acoustic sensing vertical seismic profile data based on time-frequency analysis. *Acta Geophysica*, 2022, vol. 70, no. 4, pp. 1539-1549. DOI: 10.1007/s11600-022-00820-9
16. Sidenko E., Tertyshnikov K., Lebedev M., Pevzner R. Experimental study of temperature change effect on distributed acoustic sensing continuous measurements. *Geophysics*, 2022, vol. 87, no. 3. DOI: 10.1190/geo2021-0524.1
17. Farghal N.S., Saunders J.K., Parker G.A. The potential of using fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) in earthquake early warning applications. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 2022, vol. 112, no. 3, pp. 1416-1435. DOI: 10.1785/0120210214
18. Kislov K.V., Gravirov V.V. Raspredelennoe akusticheskoe zondirovanie: novyi instrument ili novaia paradigma [Distributed acoustic sensing: a new tool or a new paradigm]. *Seismicheskie pribory*, 2022, vol. 58, no. 2, pp. 5-38. DOI: 10.21455/si2022.2-1
19. Kolychev I.J., Belov S.V., Chistyakov N.Yu., Gurbanov V.Sh., Galkin S.V. The possibilities of monitoring the operation of gas wells by noise measurement using a system of distributed acoustic sensors. *ANAS Transactions, Earth Sciences*, 2024, vol. 2, pp. 150-159. DOI: 10.33677/ggianas20240200133
20. Galkin S.V., Kolycheva N.Iu., Kolycheva L.T. Vozmozhnosti importozameshcheniia neftegazovogo oborudovaniia pri realizatsii temperaturnogo i akusticheskogo optovolokonnogo monitoringa skvazhin [Possibilities of import substitution of oil and gas equipment in the implementation of temperature and acoustic fiber-optic monitoring of wells]. *Tekhnologicheskoe oborudovanie dlia gornoi i neftegazovoi promyshlennosti: sbornik trudov XXII Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Ekaterinburg, 2024, pp. 240-243.
21. Diliavirov I.T., Abunagimov M.R., Isiangulov R.U., Mustafin A.M., Zmanovskii V.A., Luk'ianov N.N. Opyt ispol'zovaniia modul'nogo plastoispytatelia dlia resheniia razlichnykh geologicheskikh zadach [Experience of using the modular formation dynamics tester for solving different geological problems]. *Karotazhnik*, 2020, no. 2 (302), pp. 63-77.
22. Tiurina G.V. Primenenie modul'nogo dinamicheskogo ispytatelia plastov na karotazhnom kabele dlia utochneniia fil'tratsionnykh kharakteristik produktivnykh plastov Magovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Application of a modular dynamic formation tester on a wire line to refine the filtration characteristics of the production formations of the Magovsky oil and gas condensate field]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 1, pp. 25-31. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.4
23. Mateeva A., Mestayer J., Cox B. et al. Advances in distributed acoustic sensing (DAS) for VSP. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2012. DOI: 10.1190/segam2012-0739.1
24. Martuganova E., Stiller M., Bauer K., Henninges J., Krawczyk C.M. Cable reverberations during wireline distributed acoustic sensing measurements: their nature and methods for elimination. *Geophysical Prospecting*, 2021, vol. 69, no. 5, pp. 1034-1054. DOI: 10.1111/1365-2478.13090
25. Aslanian A.M., Aslanian I.Iu., Maslennikova Iu.S. et al. Diagnostika zakolonnykh peretokov gaza kompleksom vysokotochnoi termometrii, spektral'noi shumometrii i impul'snogo neitron-neitronnogo karotazha [Detection of behind-casing gas flows using integrated high-precision temperature logging, spectral noise logging, and pulsed neutron logging toolstring]. *Territoriia Neftegaz*, 2016, no. 6, pp. 52-59.
26. Nikolaev S.A., Ovchinnikov M.N. Generatsiia zvuka fil'tratsionnym potokom v poristykh sredakh [Sound generation by filtration flow in porous media]. *Akusticheskii zhurnal*, 1992, vol. 38, no. 1, pp. 114-118.
27. Kuvshinov B.N. Interaction of helically wound fibre-optic cables with plane seismic waves. *Geophysical Prospecting*, 2016, vol. 64 (3), pp. 671-688. DOI: 10.1111/1365-2478.12303
28. Näsholm S.P., Iranpour K., Wuestefeld A. et al. Array signal processing on distributed acoustic sensing data: directivity effects in slowness space. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2022, vol. 127 (2), pp. 1-24. DOI: 10.1029/2021JB023587
29. Stork A.L., Baird A.F., Horne S.A. et al. Application of machine learning to microseismic event detection in distributed acoustic sensing data. *Geophysics*, 2020, vol. 85 (5), pp. 149-160. DOI: 10.1190/geo2019-0774
30. Dean T., Cuny T., Hartog A.H. The effect of gauge length on axially incident P-waves measured using fibre optic distributed vibration sensing: Gauge length effect on incident P-waves. *Geophysical Prospecting*, 2017, vol. 65 (1). pp. 184-193. DOI: 10.1111/1365-2478.12419
31. Tashkinov I.V., Shumilov A.V., Belov S.V., Zaichkin E.V., Naugol'nykh O.V., Shilov A.A. Sovershenstvovanie tekhnologii obrabotki dannykh GIS v programmnom komplekse “Sonata” [Improving the technology of well surveying data processing in the software package "Sonata"]. *Doklady IV Kitaisko-Rossiiskogo simpoziuma “Noveishie dostizheniia v oblasti geofizicheskikh issledovanii skvazhin”*. Ufa: AO NPF “Geofizika”, 2006, pp. 206-215.
32. Zhirnov A.A., Stepanov K.V., Chernutskii A.O. et al. Vliianie dreifa chastoty lazera v fazochuvstvitel'noi reflektometrii [Influence of the Laser Frequency Drift in Phase-Sensitive Optical Time Domain Reflectometry]. *Optika i spektroskopiia*, 2019, vol. 127, no. 10, pp. 603-610. DOI: 10.21883/OS.2019.10.48364.177-19
33. Chugaev A.V., Tarantin M.V. Amplitudno-chastotnyi otklik raspredelennogo akusticheskogo sensora DAS so spiral'noi namotkoi volokna [Amplitude-frequency response of a helically-wound fiber distributed acoustic sensor (DAS)]. *Gornye nauki i tekhnologii*, 2023, vol. 8, no. 1, pp. 13-21. DOI: 10.17073/2500-0632-2022-06-10
34. Chulkov E., Tikhotskii S.A., Dubinia N.V. Dizain seismicheskikh datchikov na osnove printsipa DAS: analiz i chislennoe modelirovanie [Design of Seismic Sensors Based on DAS Principle: Analysis and Numerical Modeling]. *Materialy Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii*, 2023, vol. 3, 234 p.
35. Wu H., Li X., Li H. et al. An effective signal separation and extraction method using multi-scale wavelet decomposition for phase-sensitive OTDR system. *The International Society for Optical Engineering*, 2013, vol. 8916. DOI: 10.1190/tle36120987.1
36. Lv Y., Wang P., Wang Yu et al. Eliminating phase drift for distributed optical fiber acoustic sensing system with empirical mode decomposition. *Sensors*, 2019, vol. 19 (24), 5392 p. DOI: 10.3390/s19245392
37. Chen W., Ma X., Ma Q. et al. Denoising method of the φ-OTDR system based on EMD-PCC. *IEEE Sensors Journal*, 2021, vol. 21 (10), pp. 12113-12118. DOI: 10.1109/JSEN.2020.3033674
38. Mao B., Bu Z., Xu B. et al. Denoising method based on VMD-PCC in φ-otdr system. *Optical Fiber Technology*, 2022, vol. 74 (3), 103081 p. DOI: 10.1016/j.yofte.2022.103081
39. Bai X., Zhang F., Lin L. et al. Phase drift and noise suppression method based on SEE-SGMD-PCC in a distributed acoustic sensor. *Optics Express*, 2023, vol. 31 (19), pp. 31463-31485. DOI: 10.1364/OE.495356
40. Vautard R., Yiou P., Ghil M. Singular-spectrum analysis: A toolkit for short, noisy chaotic signals. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 1992, vol. 58 (1-4), pp. 95-126. DOI: 10.1016/0167-2789(92)90103-T

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.