

ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА УГОЛЬНОГО МАССИВА

И.Ю. Степанов¹, Е.В. Дорн¹, Ю.А. Степанов¹

¹ Кемеровский государственный университет, Кемерово, Россия, e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru

Аннотация: Сейсморазведочные работы применяются на всех стадиях геолого-геофизических работ. Важной составляющей сейсморазведки является регистрация волн от изучаемых геологических границ и анализ их показателей. Актуальность статьи объясняется существующей необходимостью анализа атрибутов в ситуации недоступности специального программного обеспечения. Ограниченность в выборе программного обеспечения обусловлена проприетарностью приложений либо невозможностью его распространения на территории Российской Федерации. Целью статьи является составление комплекта формул для обработки сейсмических волн, который позволил бы проводить обработку сейсмических трасс без использования специализированных программных средств. Был изучен функционал программы для сейсмической обработки RadExPro, выявлен алгоритм работы модуля «Сейсмический анализ атрибутов». Рассмотрены и отобраны формулы, наиболее подходящие для вычислений сейсмических характеристик. Описаны особенности реализации расчетов для языка программирования Python. В результате сравнения вывода программы с полученными в процессе значениями существенных отклонений не было выявлено. Научная новизна заключается в нахождении математического аппарата, совпадающего с аппаратом рассматриваемой программы, который может быть использован как альтернативный метод обработки и анализа сейсмических характеристик без использования внешних программных средств.

Ключевые слова: геофизика, сейсморазведка, сейсмический анализ атрибутов, Python, RadExPro, обработка данных, анализ данных, математический аппарат.

Для цитирования: Степанов И. Ю., Дорн Е. В., Степанов Ю. А. Подготовка исходных сейсмических данных для моделирования тектонического разлома угольного массива // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 5. – С. 5–16. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_5_0_5.

Preparation of initial seismic data for modeling tectonic fault in coal body

I.Yu. Stepanov¹, E.V. Dorn¹, Yu.A. Stepanov¹

¹ Kemerovo State University, Kemerovo, Russia, e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru

Abstract: Seismic exploration is involved in all phases of geological–geophysical activities. An important component of seismic exploration is recording of waves from the test geological boundaries and the analysis of the wave characteristics. The relevance of the study is governed by the currentness of the attribute analysis to be performed in the conditions when a dedicated software is unavailable. The limited choice of software programs is connected with the

proprietary nature of applications, or with the infeasibility of a software circulation in Russia. This study aims to compose a set of formulas for handling seismic waves so that seismic trace processing is possible without dedicated program products. The study included examination of functions of seismic processing program RadExPro and ascertainment of operating algorithm of the Seismic Attribute Analysis module. The formulas most suitable for the seismic calculations are selected and discussed. The features of calculations using the Python programming language are described. The comparison of the program outputs with the actual values revealed no significant deviations. The scientific novelty of the study lies in the found mathematical apparatus which coincides with the apparatus of the mentioned program, and which is usable as an alternative technique for seismic processing and analysis without outside software tools.

Key words: geophysics, seismic exploration, seismic attribute analysis, Python, RadExPro, data processing, data analysis, mathematical apparatus.

For citation: Stepanov I. Yu., Dorn E. V., Stepanov Yu. A. Preparation of initial seismic data for modeling tectonic fault in coal body. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(5):5-16. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_5_0_5.

Введение

Рыночные условия, складывающиеся в России, требуют перехода угольной промышленности на высокоинтенсивные технологии выемки угля [1]. Одной из причин такого перехода является необходимость снижения выбросов парниковых газов и ограничения изменения климата. Использование высокоинтенсивных технологий выемки угля позволяет снизить различные виды выбросов в результате горнодобывающей деятельности. Более эффективная выемка угля также снижает энергетическое потребление и повышает энергетическую эффективность процессов [2]. Эффективность внедрения таких технологий напрямую связана с проблемой обеспечения стабильной и безопасной высокопроизводительной работы комплексно-механизированных забоев, которая может быть решена на основе компьютерного моделирования и прогнозирования динамики состояния углепородного массива при ведении очистных работ [3]. Компьютерное моделирование позволяет создать модели, в которых можно проводить эксперименты и анализировать

взаимодействие между геологическими условиями, методами и технологиями очистных работ, а прогнозирование динамики состояния углепородного массива помогает оптимизировать параметры очистных работ, прогнозировать вероятность возникновения аварийных ситуаций и принимать эффективные меры по их предотвращению. Однако использование компьютерного моделирования и прогнозирования динамики состояния углепородного массива имеет свои ограничения и вызывает определенные трудности. Необходимо учитывать сложность геологической структуры участка, достаточность данных для создания реалистичной модели, а также точность и достоверность используемых математических моделей [4]. Таким образом, для эффективного управления горнотехническими системами необходимо повышать качество и достоверность сейсмоинформационных данных. Это поможет предотвратить аварии и несчастные случаи, улучшить производительность и экономию ресурсов, а также оптимизировать строительство и эксплуатацию горных объектов [5]. Благодаря этому возможно

достижение более безопасной и эффективной работы систем, способствующей развитию соответствующих отраслей промышленности и обеспечению устойчивого роста.

Одной из составляющих процесса сейсморазведки является процесс интерпретации сейсмических данных [6]. Он является ключевым этапом, позволяющим получить информацию о недрах Земли и определить наличие и характеристики потенциальных запасов угля. Для интерпретации сейсмических данных используются различные методы и алгоритмы обработки, включая пространственное фильтрование, амплитудную коррекцию, а далее применяются методы искусственного интеллекта, машинного обучения и статистического анализа для выделения геологически значимых структур и признаков [7]. Первоначальные данные подвергаются обработке, после этого выделяются временные разрезы, на основании которых строятся глубинные разрезы по выбранным сейсмодатчикам [8]. При выполнении данного процесса необходимо учитывать различные геологические факторы, такие как геологические структуры, свойства горных пород и т.д. [9]. Анализ результатов интерпретации сейсмических данных помогает уточнить параметры геологических объектов, таких как месторождения полезных ископаемых, наличие подземных вод, элементы рельефа и т.д. [10]. Зная наличие и характер геологических объектов, можно планировать строительство и эксплуатацию подземных сооружений и инфраструктуры с учетом гидрогеологических условий.

В ходе предобработки данных выполняется сейсмический анализ атрибутов [11]. Сейсмические атрибуты представляют из себя количественные или качественные параметры сейсмического волнового поля, полученные путем об-

работки сейсмических данных и их производных [12]. Анализ сейсмических данных позволяет прогнозировать возможные геологические риски, такие как обрушения и оползни, и разрабатывать соответствующие меры по их предотвращению [13]. С помощью анализа результатов интерпретации сейсмических данных возможно получить более полную и точную информацию о месторасположении, форме, размерах и свойствах геологических структур, что является основой для разработки эффективных стратегий и решений в области горнодобывающей промышленности, строительства и других смежных отраслей [14]. Получение более точной и достоверной информации о геологических объектах на основе сейсмических данных является важным элементом для принятия решений в области геологоразведки и горнодобычи [15]. Анализ вычисленных сейсмических атрибутов позволяет получить детальную информацию о конкретных особенностях геологического разреза, которую в дальнейшем можно использовать для планирования ведения горнодобывающих работ, в том числе с точки зрения обеспечения безопасности работ [16, 17].

Методы

Для подготовки данных обычно используют созданное для этой цели программное обеспечение [18]. Самым известным инструментом для просмотра и анализа характеристик сейсмических волн является ПО для сейсмической обработки RadExPro. С помощью данного инструмента производится фильтрация и обработка сейсмических трасс, что позволяет улучшить качество получаемых данных и повысить эффективность и точность интерпретации сейсмических исследований. В нем присутствует модуль SSAA (Seismic Sequence Attribute Analysis — Сейсмический анализ атри-

бутов), который рассчитывает атрибуты трасс в окне вдоль заданного горизонта [RadExPro 2013.2 Руководство пользователя (редакция от 01.07.2013)]. Главным недостатком данного ПО и его аналогов является покупка лицензии на пользование. К тому же при работе в данной программе каждый файл необходимо обрабатывать по отдельности, что может быть неудобно и занимать много времени. Если говорить про бесплатные программы, то они не предлагают функционал, необходимый для выполнения поставленной задачи. В рамках данной работы мы рассмотрели атрибуты, рассчитываемые в модуле «сейсмического анализа атрибутов».

Для начала необходимо определение основных участков сейсмограммы, наиболее важных для проведения анализа, для выбора по соответствующим параметрам времени и удаления нескольких окон. Параметр времени определяет длительность окна анализа. Выбор правильной длительности окна важен для того, чтобы учесть все основные сейсмические сигналы, которые могут присутствовать на сейсмограмме [19]. Слишком короткое окно может привести к потере информации о низкочастотных сигналах, в то время как слишком длинное окно может вызвать искажение высокочастотных сигналов [20]. Другим ограничением является параметр удаления, который определяет расстояние от источника сейсмического сигнала до наблюдательной станции. Выбор правильного значения удаления важен для того, чтобы учесть геометрические особенности распространения сейсмических волн. Неправильное значение удаления может привести к искажению амплитуды и временных характеристик сейсмических сигналов [21]. Накладывание таких ограничений на вид окна анализа сейсмических данных позволяет исследователям получать более точные и на-

дежные результаты при анализе сейсмических данных и лучше понимать геологическую структуру и процессы в земле.

Рассмотрим атрибуты в том порядке, в котором они представлены в модуле SSAA.

Пиковая частота (Peak frequency) — спектральная характеристика сейсмической трассы, для которой амплитуда спектра максимальна:

$$f_{\max} = f |_{A=\max(A(f))}, \quad (1)$$

где $A(f)$ — значение амплитуды спектра на текущей частоте. Она служит для выделения наиболее существенной гармоники спектра.

Среднее значение частоты (Centroid frequency) — спектральная характеристика трассы, рассчитывается по следующей формуле:

$$f_c = \frac{\int_0^{f_N} f |S(f)| df}{\int_0^{f_N} |S(f)| df}, \quad (2)$$

где $S(f)$ — это спектр временного окна, в котором производится оценка частоты; f — частота, Гц; f_N — частота Найквиста, Гц [RadExPro 2013.2 Руководство пользователя (редакция от 01.07.2013)]. Это такая частота f_c , для которой площадь спектра слева равна площади справа:

$$E_R(f < f_c) = E_R(f > f_c), \quad (3)$$

где E_R — энергия спектра на заданной частоте [22]. Она позволяет, например, отслеживать затухание сигнала, за которым последует уменьшение значений амплитуд на высокой частоте, что, в свою очередь, приведет к уменьшению среднего значения.

Видимая частота (Apparent frequency) — спектральная характеристика трассы, получаемая в результате оценки количества переходов через 0 по формуле

$$f_{NZ} = \frac{N_{ZC} - 1}{2(t_{last} - t_{first})}, \quad (4)$$

где N_{ZC} — количество переходов через 0; t_{last} — время последнего перехода через 0; t_{first} — время первого перехода через 0. На рис. 1 проиллюстрирована суть вычисления видимой частоты, где Samples — отсчеты амплитуды трассы, Zero crossings — переходы через 0.

Видимая частота сигнала (Visible frequency) — корреляционная характеристика трассы, оцененная по величине радиуса корреляции. Под радиусом корреляции понимают минимальное расстояние между сечениями случайной функции (случайной последовательности), на котором связь между сечениями отсутствует, а коэффициент корреляции равен нулю. Радиусу корреляции отвечает отрезок оси абсцисс между ее началом и точкой, в которой график впервые достигает нулевого значения.

Частотный диапазон (Bandwidth, ширина спектра) — спектральная характеристика трассы. Под частотным диапазоном понимается полоса частот для зафиксированного в определенных пределах по амплитуде сигнала. Для вычис-

ления ширины спектра в спектральной области строится прямоугольник, высота которого определяется значением амплитуды спектра на пиковой частоте, а площадь равна энергии спектра. Таким образом, ширина данного прямоугольника определяет ширину спектра:

$$D_E = \frac{E_R(f_{max})}{E}, \quad (5)$$

$$E_R = \sum_{f_1}^{f_2} df * A(f), \quad (6)$$

$$E = \sum_{f=0}^{f_N} df * A(f), \quad (7)$$

$$df = \frac{1}{N} * dt, \quad (8)$$

где E_R — энергия спектра на заданной частоте; E — энергия спектра; f_2 — максимальная частота целевого диапазона, Гц; f_1 — минимальная частота целевого диапазона, Гц; df — шаг частот в спектре; N — число точек преобразования Фурье; dt — шаг дискретизации, с; f — текущее значение частоты, Гц.

Максимальное, минимальное и максимальное абсолютное значение ампли-

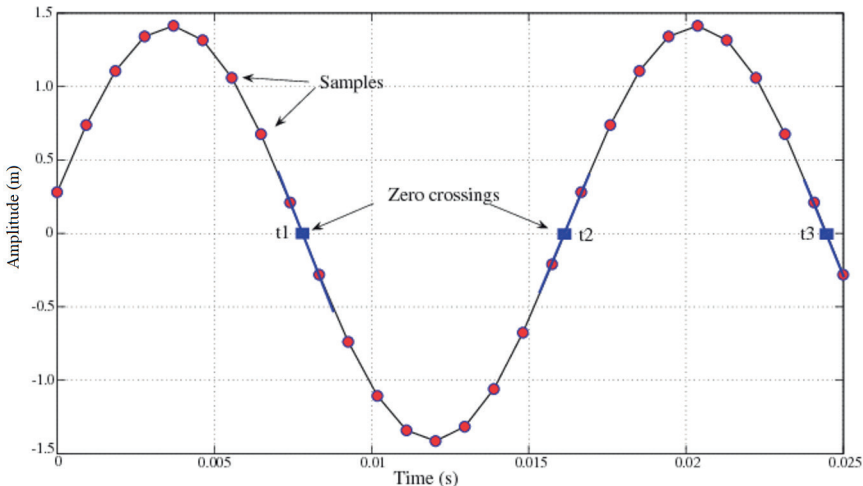


Рис. 1. Обнаружение пересечения нуля для измерения частоты [23]

Fig. 1. Zero crossing detection for frequency measurement [23]

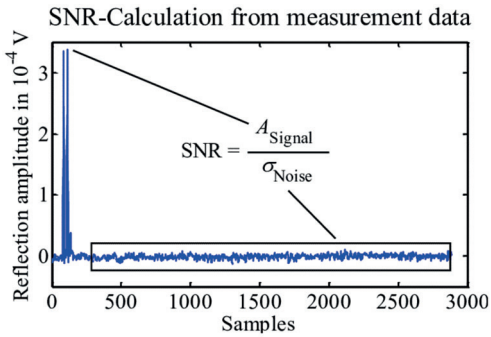


Рис. 2. Вычисления отношения сигнала к шуму [24]

Fig. 2. Calculation of signal-to-noise ratio [24]

туды (Peak amplitude, Through amplitude, Max. absolute amplitude) являются амплитудными характеристиками сейсмотрассы. Величины амплитуд импульсов зависят от коэффициентов отражения границы между двумя средами. Таким образом, по величинам амплитуд можно установить тип волны, а зная время, соответствующее определенным значениям амплитуд (Peak amplitude time, Through amplitude time, Max. absolute amplitude time), можно выявить моменты преломления или отражения волны.

Среднеквадратичное значение амплитуды (RMS amplitude) — амплитудная характеристика трассы. Данная амплитуда обеспечивает масштабированную оценку огибающей трассы. Вычисляется по формуле

$$X_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n * m} \sum_{i=0}^{n-1} \sum_{j=0}^{m-1} |a_{i,j}^2|}, \quad (9)$$

где n — число трасс в окне анализа (первая трасса в данной нотации имеет номер 0, последняя — номер $(n-1)$); m — число отсчетов в пределах окна для каждой трассы (первый отсчет в данной нотации имеет номер 0, последний — номер $(m-1)$); $a_{i,j}$ — значение амплитуды j -го отсчета на i -й трассе [22]. Значение данной величины зависит от свойств вмещающих сред, что позволя-

ет установить связь между среднеквадратичным значением амплитуд и характером вмещающих горных пород.

Соотношение сигнал/шум (S/N ratio), оцененное по нормированной взаимной корреляции между парами соседних трасс, является корреляционной характеристикой сейсмотрассы. Суть данного соотношения заключается в измерении степени преобладания коррелируемого сигнала над случайным шумом в заданном окне. В настоящее время не существует универсального подхода к вычислению данного соотношения. Тем не менее, все существующие формулы включают в себя значения функций взаимной корреляции (ФВК, характеризующие сигнал, так как шум считается абсолютно некоррелированным от трассы к трассе) и автокорреляционной функции (АКФ, определяющие суммарную энергию сигнала и помехи). Для расчетов была выбрана нижеприведенная формула:

$$S/N = \sqrt{\frac{\max\{\widehat{B}_{1,2}\}}{1 - \max\{\widehat{B}_{1,2}\}}} \quad [22], \quad (10)$$

$$\widehat{B}_{1,2}(k) = \frac{\sum_{j=0}^{m-1-k} a_{1,j} * a_{2,j+k}}{\sqrt{\sum_{j=0}^{m-1} a_{1,j}^2} * \sqrt{\sum_{j=0}^{m-1} a_{2,j}^2}}, \quad (11)$$

где $\max\{\widehat{B}_{1,2}\}$ — наибольшее значение нормированной ФВК; k — смещение трасс по отсчетам друг относительно друга.

Данный показатель проиллюстрирован на рис. 2.

Результаты

Рассмотрим имплементацию вышеприведенных формул для языка программирования Python.

Прежде всего стоит пояснить, что данные, полученные в результате сейсмо-

разведки, хранятся в специальном формате SEG-Y, содержащем информацию о геофизических данных трасс. Данный формат имеет прямой порядок расположения байтов (старший байт впереди). В формате SEG-Y сейсмические данные записываются в демультимплексированной форме, то есть сначала идут все отсчеты 1-го канала, потом все отсчеты 2-го канала и т.д., что делает данный формат по сравнению с другими форматами (A, B, C, и D) намного более удобным для обработки данных и обмена информацией. Для работы с файлами была выбрана библиотека ObsPy — открытая и свободная библиотека на языке Python, которая предоставляет средства для работы с данными сейсмических наблюдений. Она позволяет считывать, обрабатывать, анализировать и визуализировать файлы с сейсмическими данными.

Одной из основных функций ObsPy является чтение данных из различных форматов файлов, таких как MiniSEED, SAC, SEG-Y и другие. Для загрузки sgy-файла в библиотеке ObsPy используются функции `getexamplefile` и `readsegy`, последняя из которых возвращает объект класса `ObsPy Stream`. `ObsPy Stream` представляет из себя список объектов

класса `ObsPy Trace` — набор сейсмических трасс, хранящий информацию непосредственно о сейсмотрассах. Чтобы получить доступ к заголовкам трассы, следует обратиться к переменной `stats` экземпляра класса, внутри него к атрибуту `segy`, а уже внутри него к атрибуту `traceheader`. Чтобы узнать непосредственно данные сейсмотрассы, нужно обратиться к переменной `data` [`ObsPy Documentation (1.3.1)` [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.obspy.org/> (дата обращения: 02.04.2023)].

Для расчетов характеристик по формулам потребуются (i — номер трассы):

- `segyfile[i].stats.samplingrate` — частота дискретизации трассы;
- `segyfile[i].stats.segy.traceheader.sampleintervalinmsforthistrace` — интервал времени в мс между отсчетами;
- `segyfile[i].data` — данные сейсмотрассы.

Библиотека ObsPy практически не содержит заранее написанных функций для нахождения вышеописанных атрибутов трасс, поэтому большинство формул необходимо задать вручную. Исключением является частотный диапазон, для вычисления которого существует одноименная функция `bandwidth` из моду-

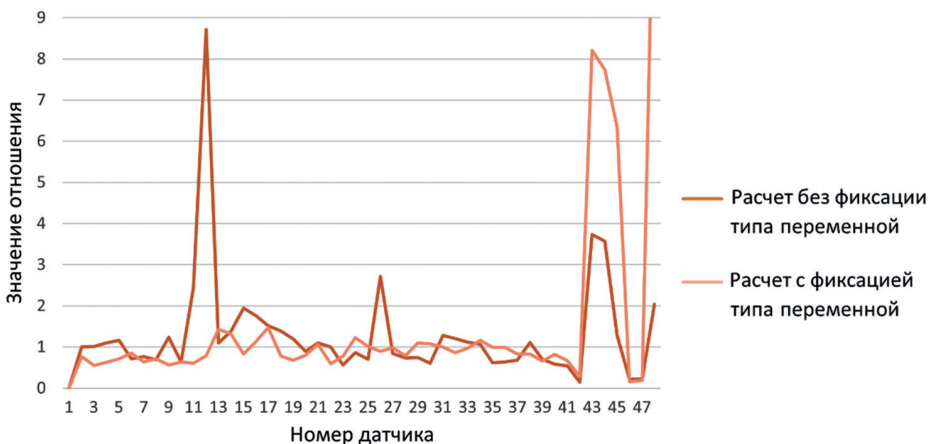


Рис. 3. Результат вычислений в зависимости от типа переменной

Fig. 3. The result of calculations depending on the type of variable

ля `obspy.signal.freqattributes`. Применение готовой функции или же формулы не влияет на окончательный результат.

Следует с осторожностью пользоваться динамической типизацией Python, так как при расчетах переменной может быть автоматически присвоен неправильный тип, из-за чего результат может разительно отличаться. В качестве примера можно привести рис. 3, на котором изображен результат расчета отношения сигнал/шум по данным одного из датчиков профиля. Профиль содержит 48 датчиков, которые находятся непосредственно над угольным пластом.

Сравнительный анализ значений атрибутов, полученных с помощью моду-

ля `SSAA` в `RadExPro` и вычисленных с применением упомянутых формул, показал практически полное соответствие. Можно сделать вывод, что были обнаружены функции, аналогичные тем, которые используются в данном программном обеспечении.

Следующим шагом является анализ значений характеристик. Зная их, можно построить матрицу корреляции.

На рис. 4 изображена матрица корреляции сейсмических характеристик. Она поделена на квадраты с различными цветами и значениями, которые показывают взаимосвязь между характеристиками. Светлые цвета соответствуют диапазону коэффициентов (0; 1] и

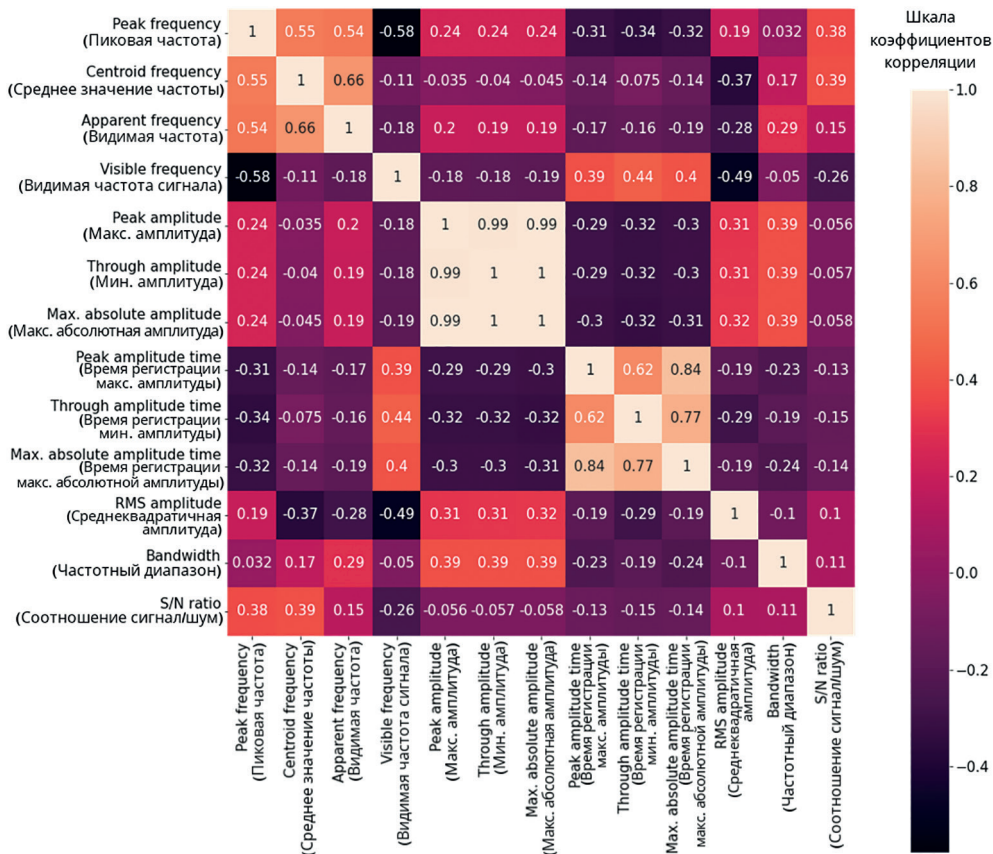


Рис. 4. Матрица корреляции характеристик

Fig. 4. Feature correlation matrix

обозначают положительную линейную корреляцию, темные цвета — диапазону $[-1; 0]$ и говорят об отрицательной линейной корреляции. Фиолетовым цветом представлен 0, который означает отсутствие линейной корреляции. По матрице заметно, что максимальное, минимальное и максимальное абсолютное значение амплитуды дают одинаковые значения корреляции, как и время, соответствующее каждому виду амплитуды. Частотный диапазон и отношение сигнал/шум практически не взаимосвязаны с остальными характеристиками, а пиковая частота, видимая частота (Apparent frequency) и среднее значение частоты попарно прямо пропорциональны: минимальный коэффициент корреляции между данными частотами равен 0,54. В то же время пиковая и видимая частота (Visible frequency) имеют обратную зависимость, так же, как и видимая частота (Visible frequency) со среднеквадратичным значением амплитуды. Подводя итог вышесказанному, сделаем вывод, что матрица показала скрытые, имеющиеся между данными характеристиками взаимосвязи.

Заключение

Таким образом, предложенный комплекс формул, описанных в статье, может быть заменой модуля «сейсмического анализа атрибутов», которую в свою очередь можно применить для дальнейшего анализа значений характеристик. Например, результаты расчета данных характеристик в рамках этой работы могут быть использованы в качестве

исходного набора данных для обучения нейронной сети, выявляющей дизъюнктивные нарушения в углепородном массиве. Это позволит в дальнейшем подобрать для конкретных горно-геологических условий очистной механизированный комплекс с необходимыми силовыми характеристиками крепи еще на этапе проектирования паспорта выемочного участка ведения горных работ.

Описанная технология подготовки исходных данных является начальной стадией в реализации специализированных геоинформационных систем, позволяющих объединять в едином программно-техническом комплексе набор пространственно-атрибутивных данных о структуре углепородного массива, полученных в результате проведения сейсморазведочных работ, с данными для поддержки принятия управленческих решений при проектировании и эксплуатации горнотехнических систем. Важным преимуществом данной технологии является возможность автоматизации процесса обработки данных и повышения точности результатов. Несмотря на то, что для реализации специализированных геоинформационных систем на основе описанной технологии не исключено проведение дополнительных исследований, направленных на оптимизацию алгоритмов обработки данных, описанная технология представляет собой важный инструмент для изучения геологических объектов и проведения геологических исследований, а также для поддержки принятия управленческих решений в горнотехнической отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Доброхотова М. В.* Особенности перехода российской угольной промышленности к наилучшим доступным технологиям // Уголь. — 2022. — № 9. — С. 34—40. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-34-40.
2. *Hyder Z., Ripepi N., Karmis M.* A life cycle comparison of greenhouse emissions for power generation from coal mining and underground coal gasification // Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. 2014, vol. 21, pp. 515—546. DOI: 10.1007/s11027-014-9561-8.

3. Степанов Ю. А. Развитие теоретических основ геоинформационных систем для прогнозирования состояния углепородного массива при ведении очистных работ: Автореф. ... дис. докт. техн. наук. — Екатеринбург, 2016. — 32 с.
4. Цветков А. Б. Математическое и программное обеспечение для численного моделирования геомеханического состояния углепородного массива // Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика. — 2022. — № 60. — С. 52—58.
5. Cichowicz A., Spottiswoode S., Linzer L., Drent D., Heyns S., Handley M. Improved seismic locations and location techniques. Pretoria: University of Pretoria, 2005. DOI: 10.13140/2.1.3131.6166.
6. Поздняков В. А., Худяков С. С. Объектно-ориентированная технология создания сейсмогеологических моделей в отраженных и рассеянных волнах // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. — 2011. — № 4. — С. 419—428.
7. Kong Q., Trugman D., Ross Z., Bianco M., Meade B., Gerstoft P. Machine learning in seismology: Turning data into insights // Seismological Research Letters. 2018, vol. 90, no. 1, pp. 3—14. DOI: 10.1785/0220180259.
8. Нанишвили О. А. Учет неоднородности верхней части разреза (ВЧР) при обработке сейсморазведочных данных // Вестник Югорского государственного университета. — 2017. — № 4(47). — С. 17—24.
9. Feng W., Dong S., Wang Q., Yi X., Liu Z., Bai H. Improving the Hoek–Brown criterion based on the disturbance factor and geological strength index quantification // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2018, vol. 108, pp. 96—104. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2018.06.004.
10. Феоктистов А. В., Феоктистов В. А. Проблемы и особенности интерпретации геофизических материалов при работах ПГР // Недра Поволжья и Прикаспия. — 2011. — № 67. — С. 47—68.
11. Логинов Д. В., Лаврик С. А. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2010. — № 1. — С. 1—12.
12. Волков Д. С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2022. — № 1(36). — С. 25—41. DOI: 10.29222/ijpng.2078-5712.2022-36.art2.
13. Кособоков В. Г., Соловьёв А. А. Распознавание образов в задачах оценки сейсмической опасности // Чебышевский сборник. — 2018. — № 4(68). — С. 55—90.
14. Лобусев А. В., Голь Е. М., Авдеев Н. С. Повышение эффективности геологической интерпретации за счет использования данных многоволновой сейсморазведки // Территория Нефтегаз. — 2018. — № 12. — С. 18—21.
15. Варламов А. И., Гогоненков Г. Н., Мельников П. Н., Черемисина Е. Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России // Геология нефти и газа. — 2021. — № 3. — С. 5—20.
16. Орехов А. Н., Аmani М. М. М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — № 9. — С. 230—238. DOI: 10.18799/24131830/2019/9.
17. Yuliatmoko R., Kurniawan T., Nur Vita A., Rohadi S., Florida N., Gunawan I., Karnawati D. Estimation site effect from the seismogram // AIP Conference Proceedings. 2021, vol. 2320, no. 1, pp. 040023—040023-6. DOI: 10.1063/5.0037541.
18. Ажгалиев Д. К., Исенов С. М., Каримов С. Г. Новые возможности обработки и интерпретации сейсмических данных в оценке перспективности локальных объектов // Известия Уральского государственного горного университета. — 2019. — № 1 (53). — С. 48—59. DOI: 10.21440/2307-2091-2019-1-48-59.
19. Panagiotakis C., Kokinou E., Vallianatos F. Automatic P-Phase picking based on local-maxima distribution // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. 2008, vol. 46, no. 8, pp. 2280—2287. DOI: 10.1109/TGRS.2008.917272.
20. Butcher A., Luckett R., Kendall J.-M., Baptie B. Seismic magnitudes, corner frequencies, and microseismicity: Using ambient noise to correct for high-frequency attenuation // Bulletin of the Seismological Society of America. 2020, vol. 110, no. 3, article 110. DOI: 10.1785/0120190032.
21. Jiang W., Ding W., Xinke Z., Hou F. A recognition algorithm of seismic signals based on wavelet analysis // Journal of Marine Science and Engineering. 2022, vol. 10, no. 8, article 1093. DOI: 10.3390/jmse10081093.

22. Белоусов А. В. Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2011. — № 03(37). — С. 31–36.
23. Xue S., Kasztenny B., Voloh I., Oyenuga D. Power system frequency measurement for frequency relaying. Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2007.
24. Bentz C., Baudzus L., Krummrich P. Signal to noise ratio (SNR) enhancement comparison of impulse-, coding- and novel linear-frequency-chirp-based optical time domain reflectometry (OTDR) for passive optical network (PON) monitoring based on unique combinations of wavelength selective mirrors // Photonics. 2014, vol. 1, pp. 33–46. DOI: 10.3390/photonics1010033. **PLoS**

REFERENCES

1. Dobrohotova M. V. Features of the transition of the russian coal industry to the best available technologies. *Ugol'*. 2022, no. 9, pp. 34–40. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-34-40.
2. Hyder Z., Ripepi N., Karmis M. A life cycle comparison of greenhouse emissions for power generation from coal mining and underground coal gasification. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*. 2014, vol. 21, pp. 515–546. DOI: 10.1007/s11027-014-9561-8.
3. Stepanov Yu. A. *Razvitie teoreticheskikh osnov geoinformatsionnykh sistem dlya prognozirovaniya sostoyaniya ugleporodnogo massiva pri vedenii ochistnykh rabot* [Development of the theoretical foundations of geoinformation systems for predicting the state of the carboniferous massif during cleaning operations], Doctor's thesis, Ekaterinburg, 2016, 32 p.
4. Tsvetkov A. B. Mathematical and software for numerical modeling of the geomechanical state of a carboniferous massif. *Tomsk State University Journal of Control and Computer Science*. 2022, no. 60, pp. 52–58. [In Russ].
5. Cichowicz A., Spottiswoode S., Linzer L., Drent D., Heyns S., Handley M. *Improved seismic locations and location techniques*. Pretoria: University of Pretoria, 2005. DOI: 10.13140/2.1.3131.6166.
6. Pozdnjakov V. A., Hudjakov S. S. Object-oriented technology for creating seismogeological models in reflected and scattered waves. *Journal of Siberian federal university. Engineering & technologies*. 2011, no. 4, pp. 419–428. [In Russ].
7. Kong Q., Trugman D., Ross Z., Bianco M., Meade B., Gerstoft P. Machine learning in seismology: Turning data into insights. *Seismological Research Letters*. 2018, vol. 90, no. 1, pp. 3–14. DOI: 10.1785/0220180259.
8. Nanishvili O. A. Taking into account the heterogeneity of the upper part of the section (HCR) when processing seismic data. *Yugra State University Bulletin*. 2017, no. 4(47), pp. 17–24. [In Russ].
9. Feng W., Dong S., Wang Q., Yi X., Liu Z., Bai H. Improving the Hoek-Brown criterion based on the disturbance factor and geological strength index quantification. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2018, vol. 108, pp. 96–104. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2018.06.004.
10. Feoktistov A. V., Feoktistov V. A. Problems and peculiarities of interpretation of geophysical materials during the work of the forecast geological section. *Volga and Pricaspian region resources*. 2011, no. 67, pp. 47–68.
11. Loginov D. V., Lavrik S. A. Some methods for determining an informative set of seismic attributes for predicting reservoir properties. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*. 2010, no. 1, pp. 1–12. [In Russ].
12. Volkov D. S. Possibilities of quantitative interpretation of the results of spectral decomposition of seismic data CDPM-3D. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022, no. 1(36), pp. 25–41. [In Russ]. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2.
13. Kosobokov V. G., Solov'ev A. A. Pattern recognition in seismic hazard assessment tasks. *Chebyshevskii Sbornik*. 2018, no. 4(68), pp. 55–90. [In Russ].
14. Lobusev A. V., Gol' E. M., Avdeev N. S. Improving the efficiency of geological interpretation through the use of multi-wave seismic data. *Neftegas Territory Journal*. 2018, no. 12, pp. 18–21. [In Russ].
15. Varlamov A. I., Gogonenkov G. N., Mel'nikov P. N., Cheremisina E. N. The state and prospects of development of digital technologies in oil and gas geology and subsoil use in Russia. *Russian oil and gas geology*. 2021, no. 3, pp. 5–20. [In Russ].
16. Orekhov A. N., Amani M. M. M. Informative value of geometric attributes for predicting fracturing of reservoirs on the example of a hydrocarbon field in the Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019, no. 9, pp. 230–238. [In Russ]. DOI: 10.18799/24131830/2019/9.

17. Yuliatmoko R., Kurniawan T., Nur Vita A., Rohadi S., Florida N., Gunawan I., Karnawati D. Estimation site effect from the seismogram. *AIP Conference Proceedings*. 2021, vol. 2320, no. 1, pp. 040023–040023-6. DOI: 10.1063/5.0037541.

18. Azhgaliev D. K., Isenov S. M., Karimov S. G. New possibilities of processing and interpretation of seismic data in assessing the prospects of local objects. *News of the Ural State Mining University*. 2019, no. 1 (53), pp. 48–59. [In Russ]. DOI: 10.21440/2307-2091-2019-1-48-59.

19. Panagiotakis C., Kokinou E., Vallianatos F. Automatic P-Phase picking based on local-maxima distribution. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*. 2008, vol. 46, no. 8, pp. 2280–2287. DOI: 10.1109/TGRS.2008.917272.

20. Butcher A., Luckett R., Kendall J.-M., Baptie B. Seismic magnitudes, corner frequencies, and microseismicity: Using ambient noise to correct for high-frequency attenuation. *Bulletin of the Seismological Society of America*. 2020, vol. 110, no. 3, article 110. DOI: 10.1785/0120190032.

21. Jiang W., Ding W., Xinke Z., Hou F. A recognition algorithm of seismic signals based on wavelet analysis. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2022, vol. 10, no. 8, article 1093. DOI: 10.3390/jmse10081093.

22. Belousov A. V. Standard assessments of the quality of field seismic material. *Priboiy i sistemy razvedochnoy geofiziki*. 2011, no. 03(37), pp. 31–36. [In Russ].

23. Xue S., Kasztenny B., Voloh I., Oyenuga D. Power system frequency measurement for frequency relaying. *Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, 2007.

24. Bentz C., Baudzus L., Krummrich P. Signal to noise ratio (SNR) enhancement comparison of impulse-, coding- and novel linear-frequency-chirp-based optical time domain reflectometry (OTDR) for passive optical network (PON) monitoring based on unique combinations of wavelength selective mirrors. *Photonics*. 2014, vol. 1, pp. 33–46. DOI: 10.3390/photonics1010033.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Степанов Иван Юрьевич¹ – аспирант,

e-mail: zextel1995@gmail.com,

ORCID ID: 0000-0002-7938-8049,

Дорн Екатерина Викторовна¹ – студент,

e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru,

ORCID ID: 0000-0002-6558-5658,

Степанов Юрий Александрович¹ – д-р техн. наук,

профессор, e-mail: dambo290@yandex.ru,

ORCID ID: 0000-0001-7552-6857,

¹ Кемеровский государственный университет.

Для контактов: Дорн Е.В., e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

I. Yu. Stepanov¹, Graduate Student,

e-mail: zextel1995@gmail.com,

ORCID ID: 0000-0002-7938-8049,

E. V. Dorn¹, Student,

e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru,

ORCID ID: 0000-0002-6558-5658,

Yu. A. Stepanov¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor,

e-mail: dambo290@yandex.ru,

ORCID ID: 0000-0001-7552-6857,

¹ Kemerovo State University, 650000, Kemerovo, Russia.

Corresponding author: E. V. Dorn, e-mail: Kate-Kard-2010@ya.ru.

Получена редакцией 01.06.2023; получена после рецензии 01.08.2023; принята к печати 10.04.2024.

Received by the editors 01.06.2023; received after the review 01.08.2023; accepted for printing 10.04.2024.