



ЧАСТОТНО-ЗАВИСИМАЯ БАЛАНСИРОВКА АМПЛИТУД КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МОВ-ОГТ 3D В СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ

В.В. СОКОЛОВСКИЙ, Ю.Н. ДОЛГИХ*, Д.В. ГУЛЯЕВ

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень, 625031, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Введение. Изложены методические принципы и продемонстрированы результаты использования частотно-зависимой балансировки амплитуд сейсмических трасс для повышения качества и разрешающей способности результатов обработки съемок МОВ-ОГТ 3D в сложных поверхностных и глубинных условиях, характерных для районов работ компании «НОВАТЭК». На конкретных примерах показан потенциал повышения информативности, выявления деталей геоморфологии и седиментологии за счет сочетания частотно-зависимого подхода к обработке амплитуд с 5D-регуляризацией данных. Приведены некоторые объективные оценки достоверности результата расширения спектра сейсмического сигнала с помощью нейросетевого подхода — в сравнении с разработанной и внедренной НОВАТЭК НТЦ технологией.

Цель. Раскрыть потенциал и перспективы применения современных углубленных подходов к спектральной и пространственной обработке сейсмических данных в контексте повышения качества и разрешающей способности результатов.

Материалы и методы. В работе использовались материалы разнородных в методическом отношении архивных и современных сейсмических съемок МОВ-ОГТ 3D, отработанных с использованием различных (взрыв, вибро, импульс) источников возбуждения волн. Обработка данных осуществлялась с использованием наиболее современных на тот момент времени программ и методических подходов.

Результаты. Публикуемые результаты представляют собой корректные, насколько это возможно, сопоставления сейсмических образов, параметров и атрибутов — по данным итоговых мигрированных кубов МОВ-ОГТ 3D.

Заключение. Применение частотно-зависимого способа балансировки амплитуд является теоретически обоснованным и необходимым в районах деятельности компании «НОВАТЭК». В сочетании с 5D-регуляризацией этот методический подход создает предпосылки для повышения достоверности геологической интерпретации сейсмических данных и увеличения точности прогноза продуктивности.

Ключевые слова: частотно-зависимая обработка, 5D-регуляризация, компенсация аномалий, верхняя часть разреза, расширение спектра, повышение разрешающей способности, нейросетевой подход

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Соколовский В.В., Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В. Частотно-зависимая балансировка амплитуд как способ повышения качества и разрешающей способности результатов обработки данных МОВ-ОГТ 3D в сложных поверхностных и глубинных условиях. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):112—127. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-112-127> EDN: [OERITV](https://oeritv.ru)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025
Принята к публикации 23.07.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

FREQUENCY-DEPENDENT AMPLITUDE BALANCING AS AN APPROACH TO IMPROVING THE QUALITY AND RESOLUTION OF 3D REFLECTION SEISMIC SURVEY DATA IN SEVERE SURFACE AND SUBSURFACE CONDITIONS

VLADIMIR V. SOKOLOVSKY, YURI N. DOLGIKH*, DENIS V. GULYAEV

Limited Liability Company "NOVATEK Scientific and Technical Center"
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen, 625031, Russian Federation

ABSTRACT

Background. This article describes the methodological principles of applying frequency-dependent balancing of seismic trace amplitudes to improve the quality and resolution of 3D reflection seismic survey data in severe surface and subsurface conditions, which are typical of the exploration area of the NOVATEK company. By using specific examples, the potential of the frequency-dependent approach to amplitude processing combined with 5D data regularization is demonstrated. This approach allows the data informativity to be increased and the geomorphological and sedimentological details to be obtained. Objective assessments of the reliability of expansion of the seismic signal spectrum using the neural network approach are presented, in comparison with the technology developed and implemented by the NOVATEK Scientific and Technical Center.

Objective. To determine the prospects of modern approaches to spectral and spatial processing of seismic data in the context of improving the quality and resolution of the results.

Materials and methods. The materials of methodologically non-homogenous archive and modern 3D reflection seismic surveys, processed using various (explosion, vibration, impulse) sources of wave excitation, were used. Data processing was carried out using the methods and approaches most contemporary at the respective period of time.

Results. The conducted analysis of the published results established their correctness in comparing seismic images, parameters, and attributes based on the data of the final migrated cubes of 3D reflection seismic surveys.

Conclusion. Frequency-dependent amplitude balancing is a theoretically justified and recommended method for application in the exploration area of the NOVATEK company. In combination with 5D regularization, this methodological approach creates the prerequisites for increasing the reliability of geological interpretation of seismic data and increasing the accuracy of the productivity forecast.

Keywords: frequency-dependent processing, 5D regularization, anomaly compensation, upper part of the section, spectrum expansion, resolution enhancement, neural network approach

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Sokolovsky V.V., Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V. Frequency-dependent amplitude balancing as an approach to improving the quality and resolution of 3D reflection seismic survey data in severe surface and subsurface conditions. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):112—127. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-112-127> EDN: OERITV

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 23 July 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Введение

В рамках настоящей статьи будут представлены некоторые результаты применения технологии обработки данных, адаптированной под характерные для районов работ «НОВАТЭК» сложные поверхностные и глубинные условия. Технология базируется на адаптивных частотно-зависимых подходах к компенсации аномалий амплитуд и спектров сейсмических данных.

Для поверхностных условий участков работ «НОВАТЭКа» характерно наличие сложной и изменчивой верхней части разреза (ВЧР), представляющей собой сочетание факторов орогидрографии, зоны пониженных скоростей, многолетней мерзлоты, что само по себе является серьезной и многогранной проблемой [3—5, 15]. При этом мерзлое состояние верхнего слоя ВЧР благоприятствует применению вибросейсмических (рис. 1а) источников [1, 2, 10, 12]. На наших лицензионных участках встречается много крупных (до 16 км) озер, получение кондиционных данных в пределах которых является вдвойне проблематичным: из-за повышенного уровня помех и из-за необходимости размещения там источников возбуждения. Использование поверхностных импульсных источников позволяет компенсировать обусловленные упомянутыми озерами «пробелы» в сейсмических данных, пусть и с некоторыми сложностями из-за повышенного уровня помех (рис. 1б, в). Работа же на акватории крупных озер с вибрационными и взрывными источниками вообще не является реальной.

Все приемы обработки «НОВАТЭК НТЦ» реализуются в рамках классической теории, сверточного подхода (рис. 2). Основные параметры сейсмической трассы, над которыми возможны преобразования, — это амплитуда, частота (период), фаза.

В настоящей статье мы будем говорить о преобразованиях амплитуды и частоты, проблему корректировок (дворотов) фазы оставим за рамками нашего рассмотрения. Это отдельная серьезная проблема, известная всем, кто работал в условиях мелководья и зоны транзита [11], особенно в присутствии изменчивых донных отложений и при переменных глубинах акватории. Мы владеем методическими подходами оценивания и устранения такого рода фазовых искажений,

но в рамках данной статьи касаться их не будем, сосредоточившись на искажениях амплитуд и частот.

Сейсмические съемки «НОВАТЭКа», особенно если речь идет о переобработке в едином ключе материалов прошлых лет в рамках зональных проектов (рис. 3), часто являются методически разнородными и отработанными с использованием различных источников (вибро, импульс, взрыв). Некоторые участки включают в себя и уже упомянутые зоны транзита, наиболее проблемные для получения однородных с точки зрения качества и частотно-динамических характеристик результатов [8, 9].

Отдельная проблема — внутренние неоднородности и искажающие объекты (например, залежи УВ и угольные пласты), а также зоны аномально высокого пластового давления (АВПД), обладающие повышенными поглощающими свойствами и аномально низкими пластовыми скоростями [7].

Все это оказывает существенное и трудно прогнозируемое влияние на сейсмическое волновое поле, усложняет его структуру и искажает амплитудные и частотные характеристики целевых отраженных волн.

Отметим, что учет влияния ВЧР и условий возбуждения на характеристики отраженных волн является значимой проблемой даже в гораздо более благоприятных поверхностных условиях [6].

Цель обработки в нашей ситуации — устранить, минимизировать влияние перечисленных выше поверхностных и глубинных неоднородностей на целевой сейсмический сигнал, что является совсем не тривиальной задачей, удовлетворительное решение которой возможно только за счет применения специализированных, адаптивных методических приемов обработки [14].

И именно применение адаптивных частотно-зависимых подходов позволяет приблизиться к этой цели, что далее и будет продемонстрировано.

Методические принципы разработанной нами частотно-зависимой балансировки амплитуд состоят в следующем.

1. Необходимо ослабить искажающее влияние факторов геологического строения участка на амплитуду сигнала (залежей, контрастных отражений, аномальных зон и пр.) и получить фоновую волновую картину, характерную для монотонного осадконакопления.

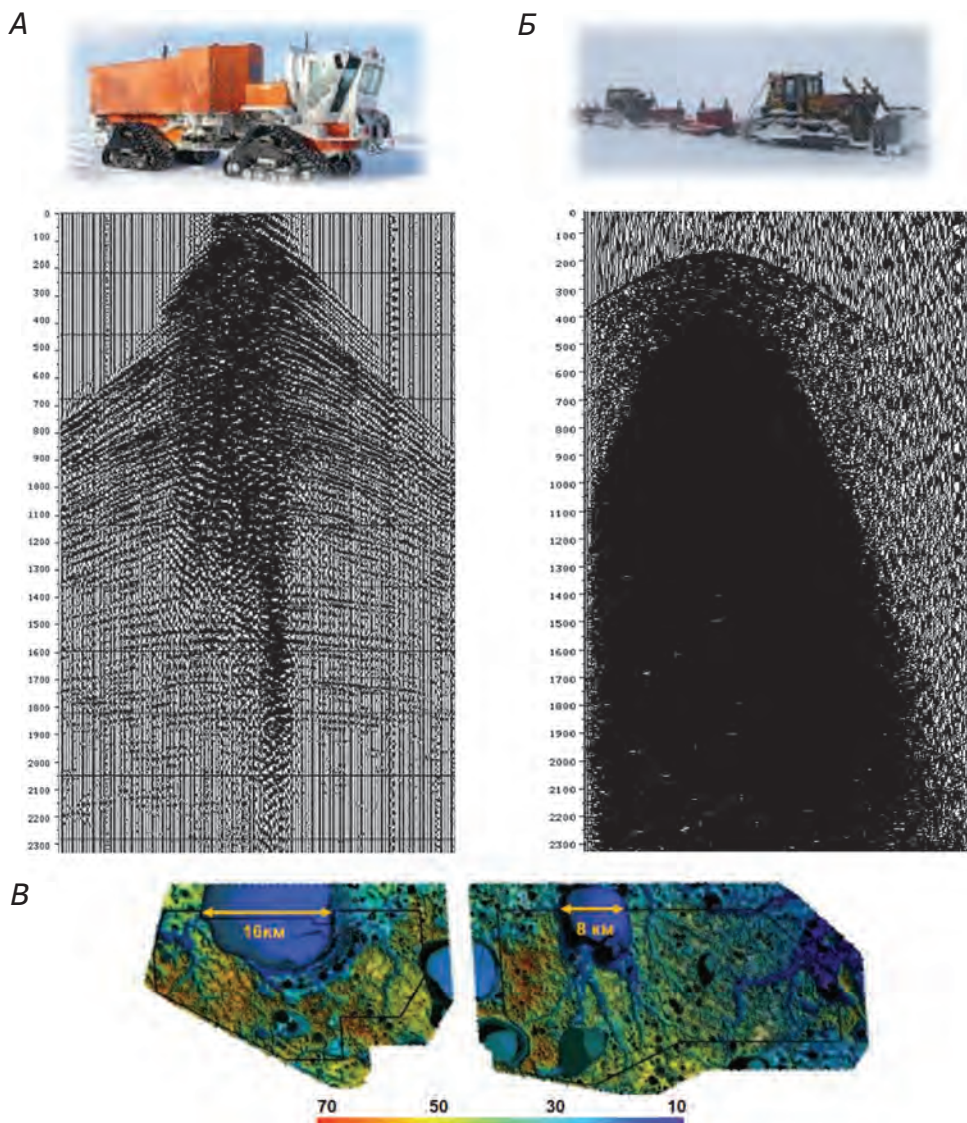


Рис. 1. Фрагмент типичной сейсмограммы ОПВ 3D: А — вибрационный источник; Б — импульсный источник; В — фрагмент совмещенной с космоснимком карты высот рельефа

Fig. 1. Fragment of a typical 3D seismogram: А — vibration source; Б — pulse source; В — fragment of a relief altitude map combined with a space image

2. Необходимо выбрать минимально необходимое количество частотных диапазонов, отражающих наибольшие искажающие влияния среды (как правило, достаточно 5—6 полос шириной не менее 15—20 Гц).

3. В каждом частотном диапазоне производится поверхностно-согласованный и соответствующий геологическому строению расчет амплитудных коэффициентов (поправок), компенсирующих искажающее влияние среды.

Фактически речь идет о расчете и вводе амплитудных поправок в разных частотных диапазонах и в разных сортировках трасс.

Подобная поверхностно-согласованная частотно-зависимая балансировка решает задачу минимизации искажений амплитуд, связанных с ВЧР и различными глубинными неоднородностями (факторами), такими как акустически контрастные отражения (например, угли), залежи УВ, континентальные отложения, горизонт Б.

Остается фоновая волновая картина, соответствующая монотонному осадконакоплению.

Работа в отдельных частотных диапазонах позволяет проводить более глубокий анализ причин и характера искажений амплитуд, избирательно подходить к компенсации искажений.

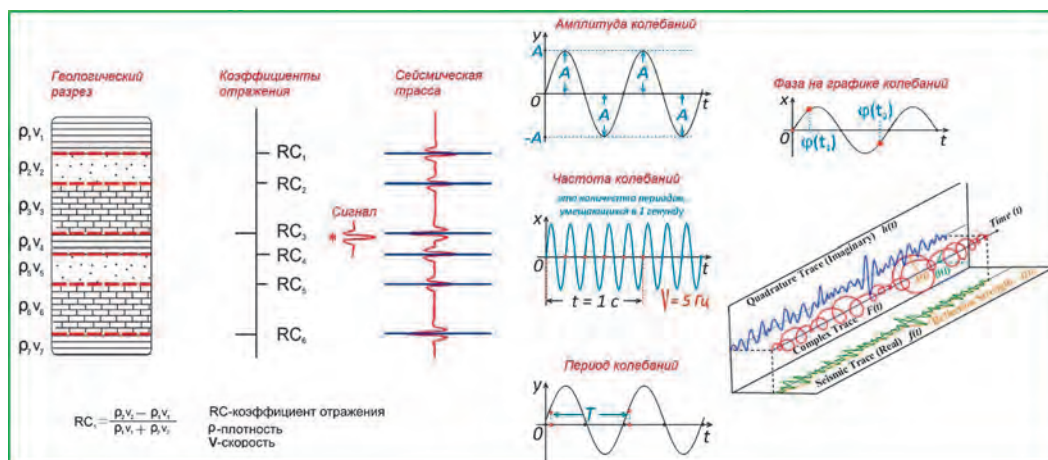


Рис. 2. Основные элементы и понятия сверточного подхода
Fig. 2. Basic elements and concepts of the convolutional approach

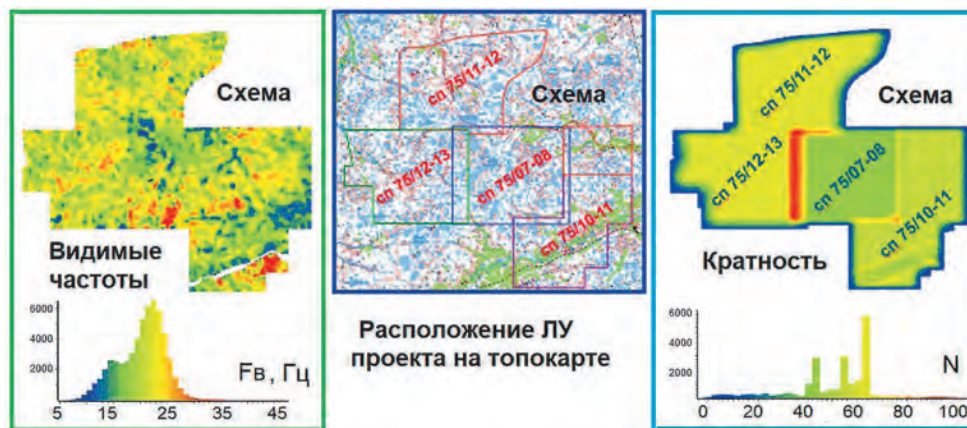


Рис. 3. Зональный проект разнородных в методическом отношении съемок: расположение участков на топокарте (в центре), общая схема кратности (справа), общая схема видимых частот исходных сейсмограмм (слева)
Fig. 3. Zonal project of methodically heterogeneous surveys: location of sites on the topographic map (in the center), general scheme of multiplicity (on the right), general scheme of visible frequencies of the original seismograms (on the left)

На любом этапе можно вывести амплитудные поправки и вернуться к исходному состоянию, заменив поправки на более адекватную версию.

Критерием качества проведенной частотно-зависимой балансировки амплитуд является отсутствие корреляций амплитуд и доминантных частот с рельефом, орогидрографией, параметрами ВЧР.

Рассмотрим теперь конкретные примеры реализации описанного выше подхода.

Пример 1

Базовый (исходный) вариант — зональный проект МОВ-ОГТ 3D обработки 2013 г., состоящей из разнородных в методическом отношении

съемок, отработанных с использованием одного вида источника — взрыва в скважинах.

Был получен итоговый мигрированный куб с применением графа обработки, который на тот момент времени считался исполнителями наиболее эффективным и современным (рис. 4).

Через 10 лет, в 2023 г., обработка была повторена. При этом вследствие ряда обстоятельств использовалась одна и та же система обработки (GEOVATION).

Сопоставление результатов, о которых речь пойдет ниже, является предельно корректным, поскольку отличия обусловлены примененными новыми методическими подходами, субъективный фактор — минимален.

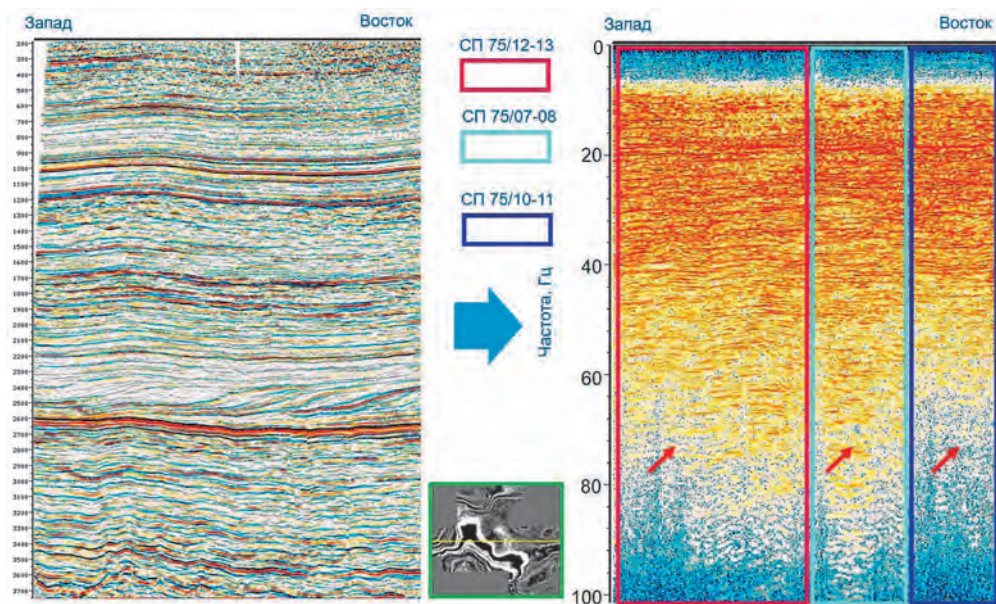


Рис. 4. Широтная линия куба обработки 2013 г.: временной разрез (слева), частотное разложение (справа) с выделением границ разных партий и участков, где наблюдаются остаточные аномалии в АЧХ (показаны стрелками)

Fig. 4. Latitude line of the 2013 processing cube: time section (left), frequency decomposition (right) with the selection of boundaries of different batches and areas where residual anomalies in the frequency response are observed (shown by arrows)

Главные отличия версии 2023 г. от версии 2013 г. следующие:

- наличие частотно-зависимой балансировки амплитуд,
- наличие 5D-регуляризации перед миграцией.

Постфактум-анализ качества обработки 2013 г. благодаря возможности сравнения с оптимизированной обработкой 2023 г. свидетельствует о наличии остаточных аномалий в частотах и амплитудах, особенно для частот более 45 и менее 10 Гц.

Наиболее явно эти различия видны при сравнении фильтрованных версий итоговых временных кубов в диапазонах частот 0—15, 15—30 и 45—60 Гц (рис. 5а, б).

В обработке 2013 г. четко видны сквозные амплитудные аномалии и зоны потери когерентности (показаны стрелками), которых нет в версии 2023 г. Особенно «эффективными» являются различия результатов в низкочастотной (до 15 Гц) области. Полагаем, специалисты хорошо понимают, к каким негативным последствиям для прогноза по результатам инверсионных преобразований это может привести.

В версии обработки 2013 г. присутствует явная корреляция между доминантными частотами в широком окне (1,5—3,5 с) и альтитудами рельефа,

а именно увеличение частоты на возвышенностях и снижение в низинах (рис. 6).

Такие корреляции характерны для северной геокриологической зоны, объясняются усилением криогенных свойств многолетнемерзлых пород (ММП) на открытых возвышенностях и ослаблением этих свойств в низинах, в зонах водоразделов.

В версии обработки 2023 г. подобная корреляция в явном виде отсутствует, само распределение доминантных частот в пределах площади работ становится гораздо более стабильным.

Полагаем, специалисты по динамической интерпретации поймут и оценят значимость минимизации подобных искажений АЧХ, обусловленных влиянием многолетней мерзлоты в ВЧР.

На рисунке 7 показано сопоставление результатов 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне укрупненных (интервал 2,1—2,8 с) фрагментов временных разрезов, соответствующих им спектров, итоговых частотных разложений.

На временных разрезах стрелками указана область явного повышения разрешенности сейсмической записи в ачимовке, стрелками на частотных разложениях показаны области восстановления и стабилизации АЧХ, причем как на низких (менее 10 Гц), так и на высоких (более 60 Гц)

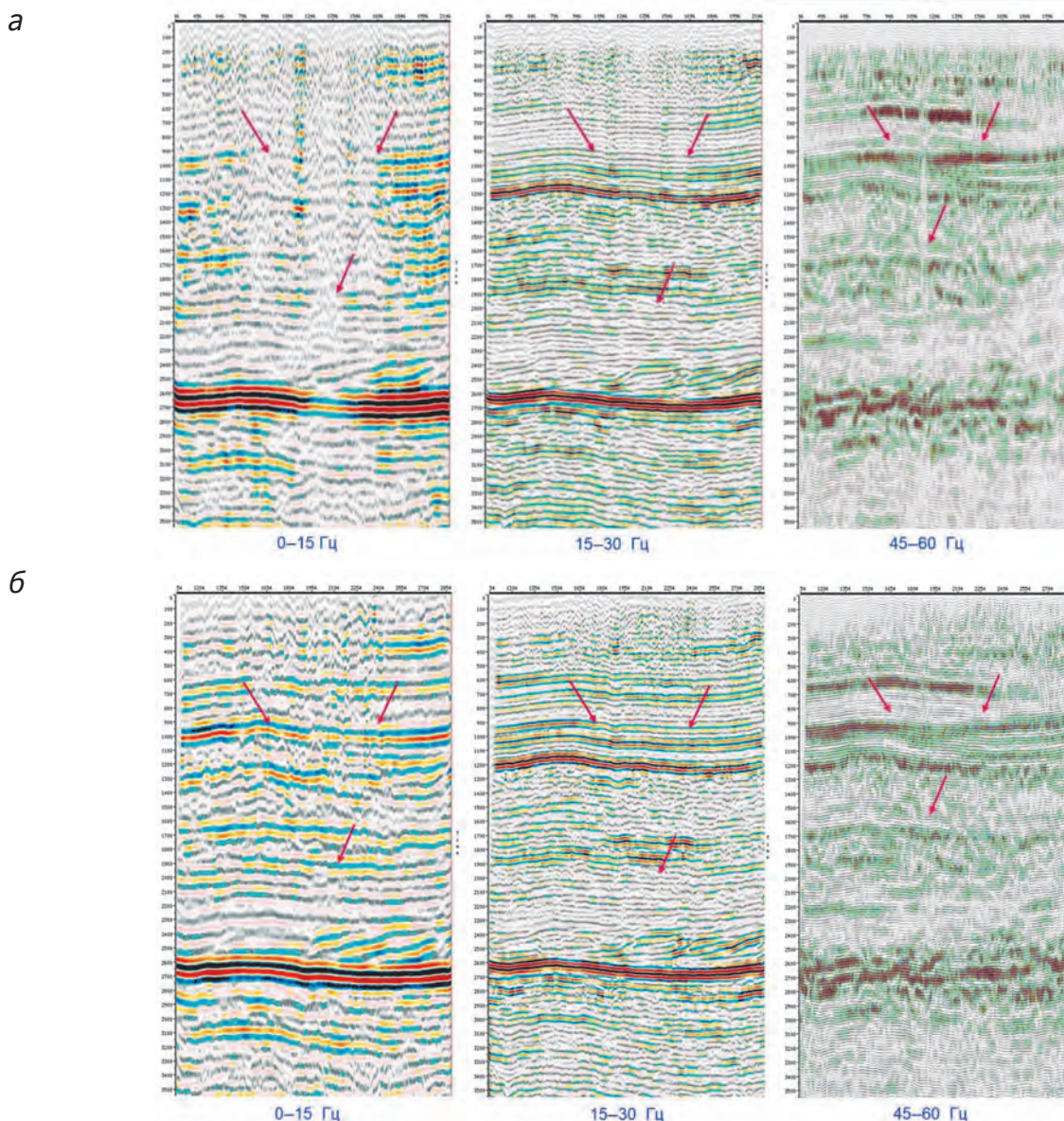


Рис. 5. Полосовые фильтрации результата обработки: а — 2013 г.; б — 2023 г.

Fig. 5. Bandpass filtering of the processing result: a — 2013; б — 2023

частотах. Графики спектров дают возможность сравнить, оценить их форму и стабильность при переходе от разреза в целом (черный график) к фрагменту 2,1—2,8 с (красный график). После переобработки спектральный состав сейсмической записи более стабильный по площади работ и не отражает изменчивое влияние ВЧР.

Рисунок 8 позволяет оценить эффект применения такого современного приема обработки, как 5D-регуляризация. Показано сопоставление горизонтальных срезов итоговых кубов 2013 и 2023 гг. в сеноманском интервале разреза. Видим, что в обработке 2013 г. не удалось сохранить тон-

кие детали, обусловленные особенностью геоморфологии. Эти детали практически не видны из-за влияния размытого отпечатка, футпринта системы наблюдений. На слайсе куба 2023 г. образ футпринта и какая-либо размытость отсутствуют, четко видна такая особенность геологического строения сеномана, как сеть «такыров» (указана стрелкой).

О позитивных эффектах применения 5D-регуляризации свидетельствуют и другие исследователи [13].

В нашем случае сочетание повышения разрешающей способности за счет поверхностно-согласованной частотно-зависимой балансировки амплитуд

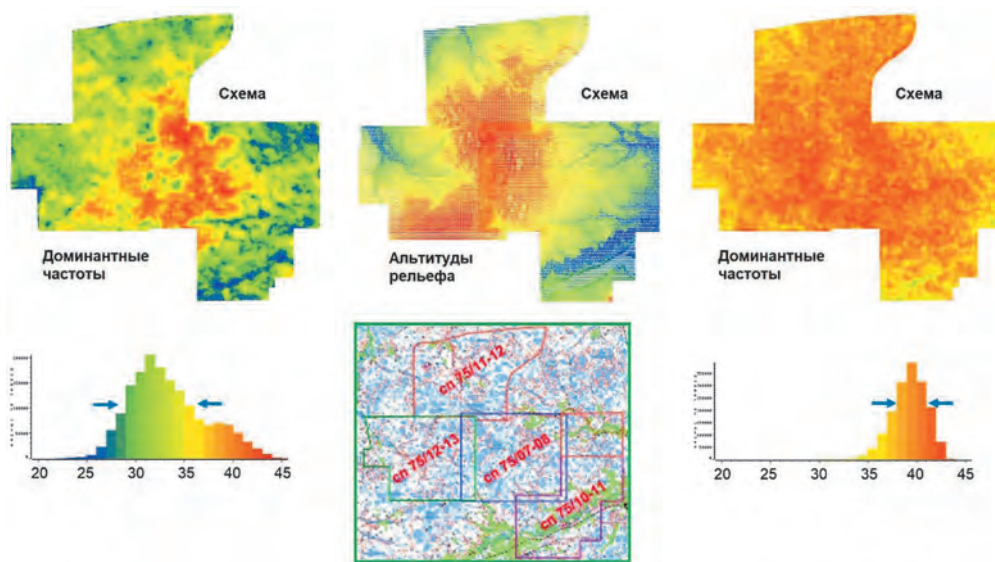


Рис. 6. Иллюстрация корреляции доминантных частот с рельефом версий обработки 2013 г. (слева) и 2023 г. (справа)

Fig. 6. Illustration of the correlation of dominant frequencies with the relief of the 2013 (left) and 2023 (right) processing versions

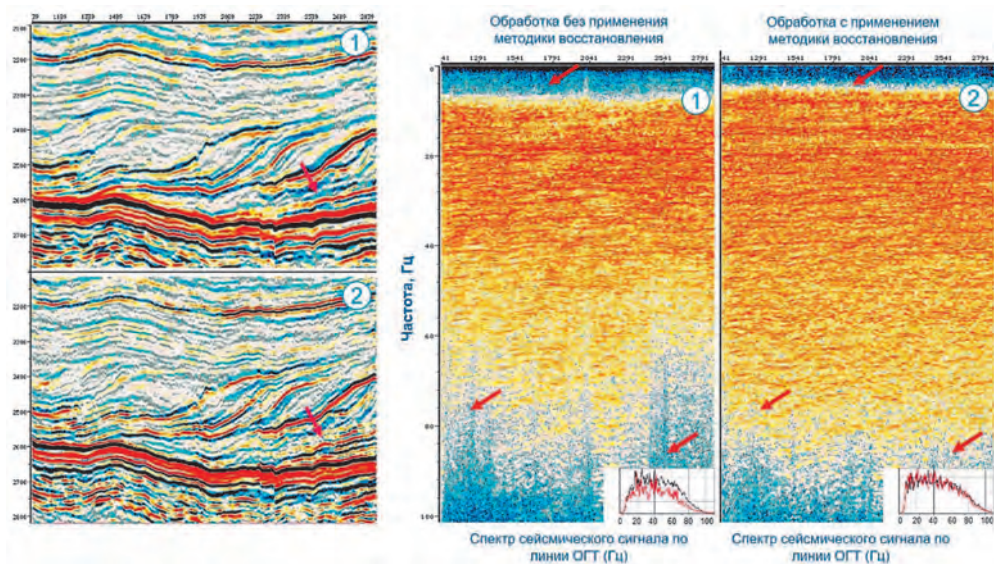


Рис. 7. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2)

Fig. 7. Comparison of processing results for 2013 (1) and 2023 (2)

и удаления футпринтов за счет 5D-регуляризации позволяет сохранить в образах волнового поля целевых интервалов седиментологические особенности: русла, зоны разгрузки, подводящие каналы (рис. 9а, б).

Резюмируя данный пример, укажем на полученные в итоге геологические результаты и позитивные эффекты:

- удалось детализировать геологическое строение ачимовского интервала;

- для целевых пластов ачимовского интервала путем инверсии рассчитаны карты эффективных газонасыщенных толщин и карты эффективной пористости;

- получена уточненная оценка запасов и ресурсов продуктивных пластов ачимовского интервала.

Пример 2

В следующем примере продемонстрируем эффективность разработанного подхода в отношении

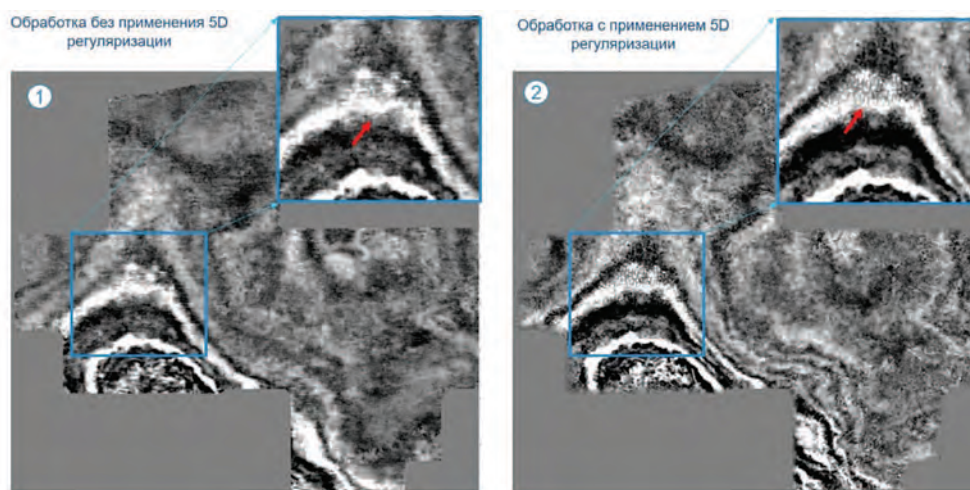
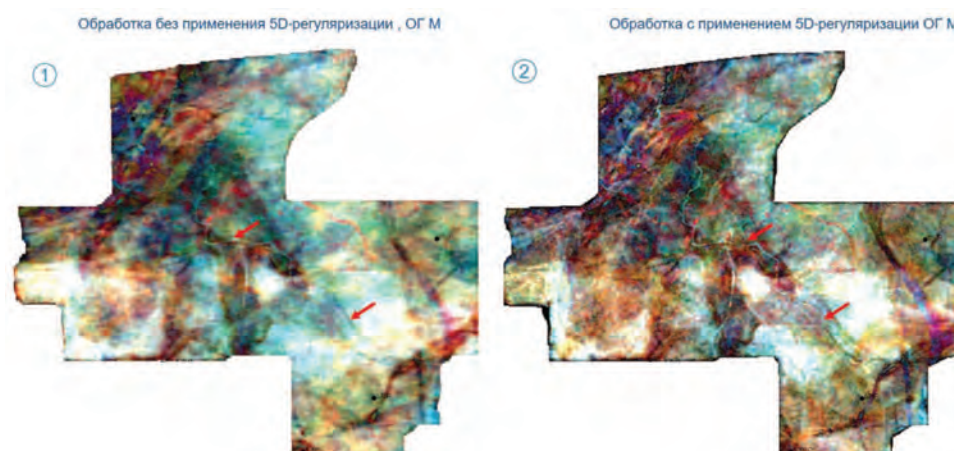


Рис. 8. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне горизонтального слайса в сеноманском интервале

Fig. 8. Comparison of the results of processing in 2013 (1) and 2023 (2) at the level of a horizontal slice in the Cenomanian interval

a



б

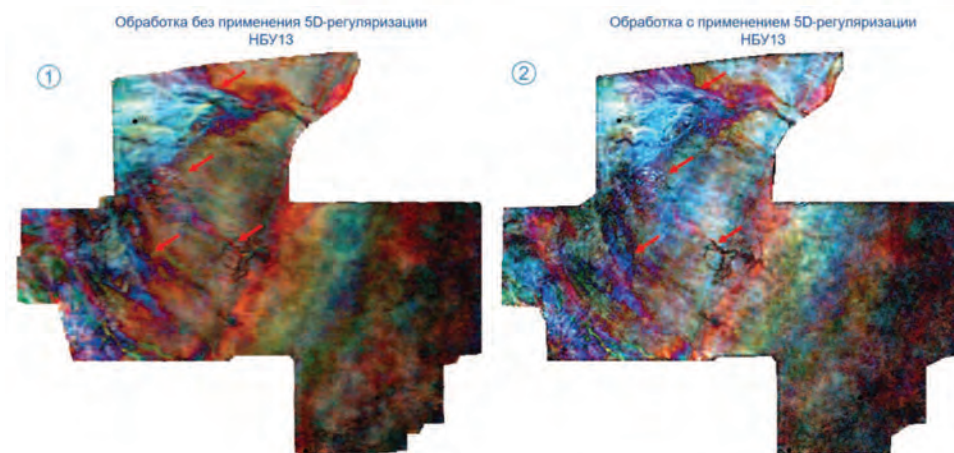


Рис. 9. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне горизонтального слайса RGB: а — в интервале М'; б — в интервале НБУ13

Fig. 9. Comparison of the results of processing for 2013 (1) and 2023 (2) at the level of the horizontal RGB slice: а — in the M' interval; б — in the HBU13 interval

юрского интервала разреза. Особенность состоит в том, что источник здесь был не взрывным, а вибрационным, что усугубляло проблему влияния изменчивости верхнего слоя ВЧР на условия возбуждения волн и качество исходных данных.

Базовым (для сравнения) был результат обработки 2020 г., при получении которого частотно-зависимый подход к балансировке амплитуд не применялся. В ходе выполненной в 2024 г. переобработки частотно-зависимый подход уже был применен, а в остальном за основу был принят граф 2020 г., т.е. обеспечена полная корректность сопоставления результатов.

Постфактум-анализ качества обработки 2020 г. юрского интервала разреза благодаря возможности сравнения с оптимизированной обработкой 2024 г. свидетельствует о том, что проблема поглощающего влияния интервала залегания пластов ТП на ВЧ-компоненту нижележащих целевых интервалов в ходе обработки 2020 г. не была решена должным образом.

На рисунке 10 показаны фрагменты разрезов 2020 и 2024 гг., соответствующие им амплитудно-частотные спектры, прямоугольными рамками выделены области с наиболее заметными различиями в разрешающей способности и качестве прослеживания.

За счет применения частотно-зависимого подхода в 2024 г. в юрском интервале получилось добиться расширения спектра как в область средних, так и в область высоких частот, как следствие — произошло увеличение вертикальной и горизонтальной разрешающей способности, повысилась контрастность и динамическая выразительность отображения локальных особенностей геоморфологии и седиментологии (рис. 11), детализировалась площадная картина тектонических нарушений (рис. 12).

Заложенный в сейсмограммах с частотно-зависимой балансировкой амплитуд повышенный потенциал информативности в отношении высоких частот позволил осуществить на итоговых стадиях получения и обработки итогового куба дополнительную итерацию расширения частотного спектра, что дало возможность выявить малоамплитудные разломы, выделение которых по менее разрешенным версиям обработки 2020 и 2024 гг. не представлялось возможным (рис. 13).

Резюмируя пример с юрским интервалом, укажем на полученные в итоге геологические результаты и позитивные эффекты:

- удалось детализировать геологическое строение юрского интервала;

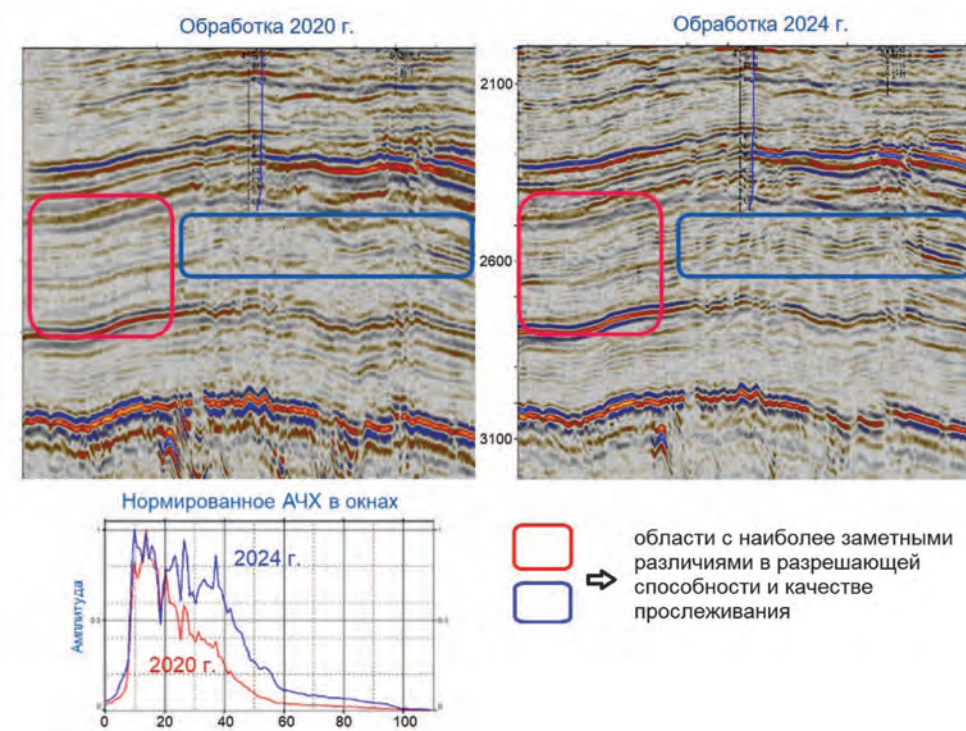


Рис. 10. Сопоставление результатов обработки юрского интервала разреза в 2020 и 2024 гг.

Fig. 10. Comparison of the results of processing the Jurassic interval of the section in 2020 and 2024

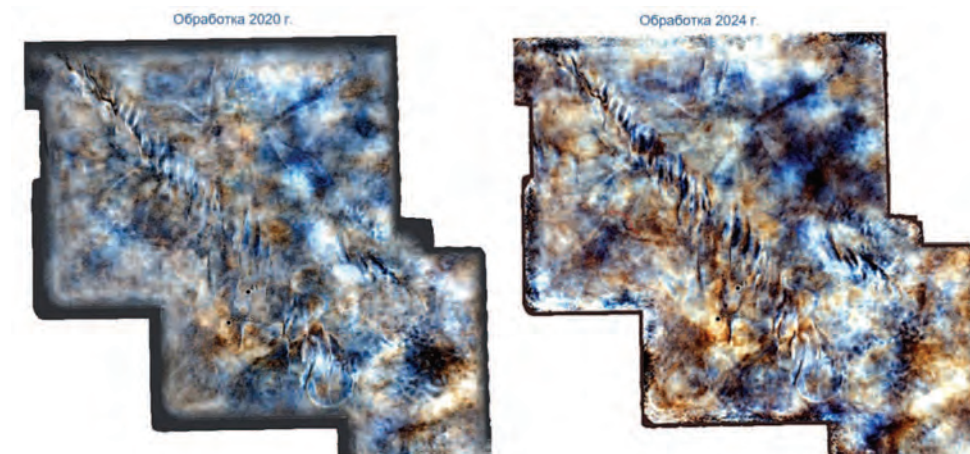


Рис. 11. Сравнение срезов RGB в интервале пласта Ю3 (ОГ Т1) без использования (слева) и с использованием (справа) частотно-зависимой балансировки амплитуд

Fig. 11. Comparison of RGB slices in the interval of the Yu3 layer (RG T1) without (left) and with (right) frequency-dependent amplitude balancing

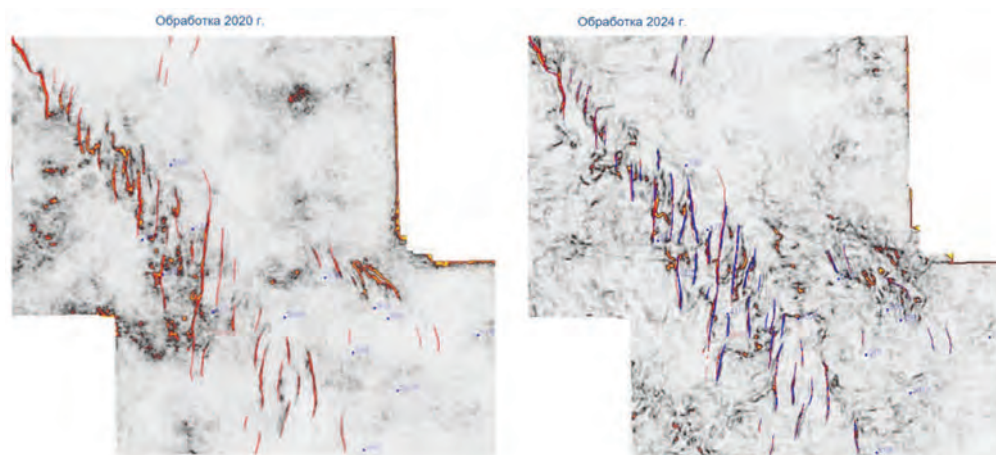


Рис. 12. Сравнение картин отображения тектонических нарушений в интервале пласта Ю3 (ОГ Т1) без использования (слева) и с использованием (справа) частотно-зависимой балансировки амплитуд

Fig. 12. Comparison of the images of tectonic faults in the interval of the Yu3 layer (RG T1) without using (left) and with using (right) frequency-dependent amplitude balancing

- по результатам выполнения синхронной инверсии для целевых пластов Ю2, Ю3, Ю4, Ю7, Ю8 рассчитаны карты песчанистости и газонасыщенных толщин;

- получена оценка запасов и ресурсов для каждого пласта Ю2, Ю3, Ю4 (ранее оценка ресурсной базы для интервала Ю2—Ю4 представлялась суммарно).

Пример 3

Последний пример, который будет здесь рассмотрен, не имеет прямого отношения к методическим разработкам «НОВАТЭК НТЦ» и не является рекомендуемым к использованию подходом. Скорее это попытка разобраться с «модной» темой

применения нейросетей для расширения спектра сейсмического сигнала: не с точки зрения математической реализуемости такого преобразования (как раз в этом нет никаких сомнений), а из соображений достоверности и наличия хоть каких-то физических предпосылок для подобных манипуляций с сейсмическими данными.

Подробности этого теста оставим за рамками настоящей публикации: достаточно будет сказать, что с предложением попробовать на наших данных свой продукт (расширяющую спектр нейросеть) в «НОВАТЭК НТЦ» обратилась известная сервисная компания, которой нами была предоставлена необходимая исходная информация из версии обработки 2020 г. примера № 2.

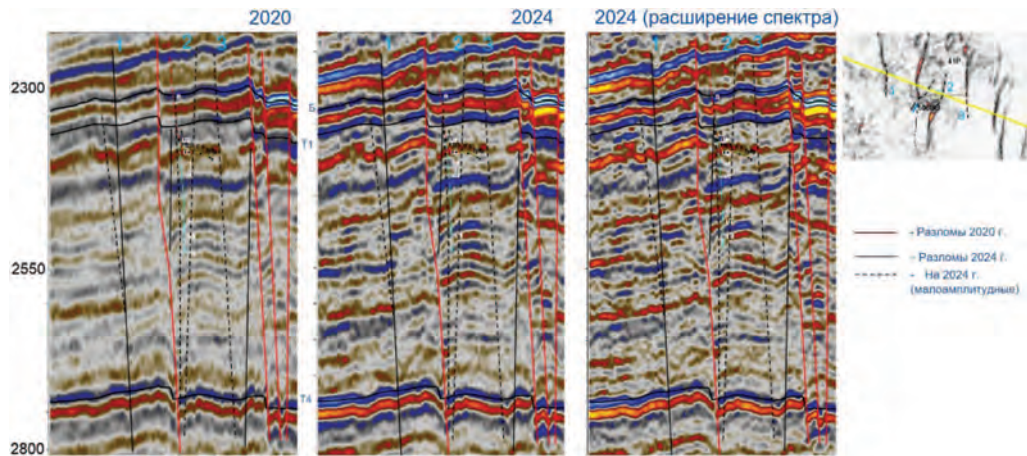


Рис. 13. Волновая картина и выделенные тектонические нарушения в юрском интервале разреза в версиях обработки 2020 г. (слева), 2024 г. (в центре), 2024 г. с расширением спектра (справа)

Fig. 13. Wave pattern and highlighted tectonic faults in the Jurassic interval of the section in the processing versions of 2020 (left), 2024 (center), 2024 with spectrum expansion (right)

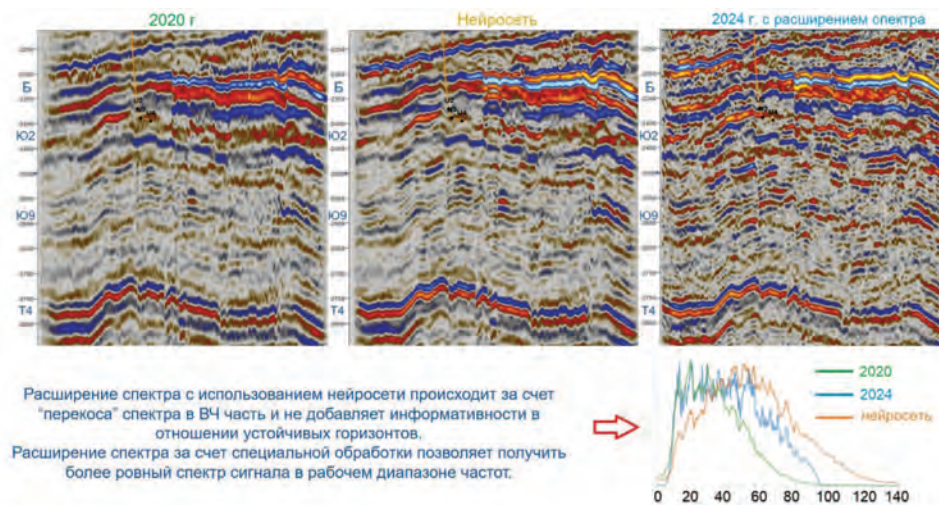


Рис. 14. Сравнение временных разрезов и спектров в юрском интервале разреза версий обработки 2020 г. (слева), 2024 г. (в центре) и результата работы нейросети (справа)

Fig. 14. Comparison of time sections and spectra in the Jurassic interval of the section of the processing versions of 2020 (left), 2024 (center), and the result of the neural network (right)

Затем мы сравнили переданный нам результат работы нейросети с версиями обработки 2020 г. и 2024 гг. (с расширением спектра) из примера № 2 (рис. 14).

Как видим из сравнения разрезов и спектров: преобразование нейросетью привело к увеличению видимой частоты и существенному расширению спектра, вне устойчивых горизонтов появились дополнительные оси синфазности. Существенно поменялась форма спектра: если в низкочастотно-среднечастотной области спектры 2020 и 2024 гг. были близки к равномерно распределению, то нейросеть придала АЧХ

колокольную форму, т.е. создала «перекося» спектра в его высокочастотную часть. Если сравнивать версию 2024 г. и нейросеть в интервале устойчивых горизонтов, то сложно обнаружить какой-то прирост информативности у результата применения нейросети. А то, что спектр в интервале до 60 Гц у версии 2024 г. более ровный, — аргумент в пользу эффективности расширения спектра именно за счет примененной методики обработки, т.е. частотно-зависимого подхода.

Анализ формы извлекаемого импульса (рис. 15) и результат привязки с использованием статистического импульса (рис. 16)

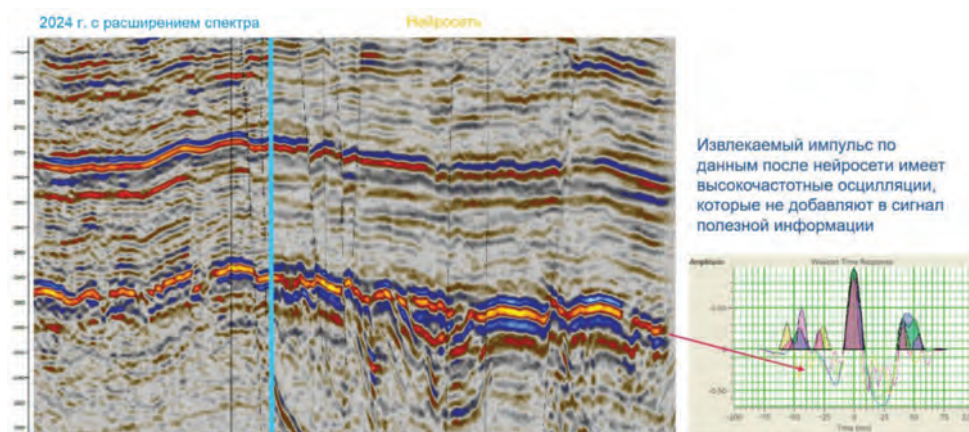


Рис. 15. Сопоставление форм извлеченного импульса «2024 г. — нейросеть»
Fig. 15. Comparison of the shapes of the extracted pulse "2024 — neural network"

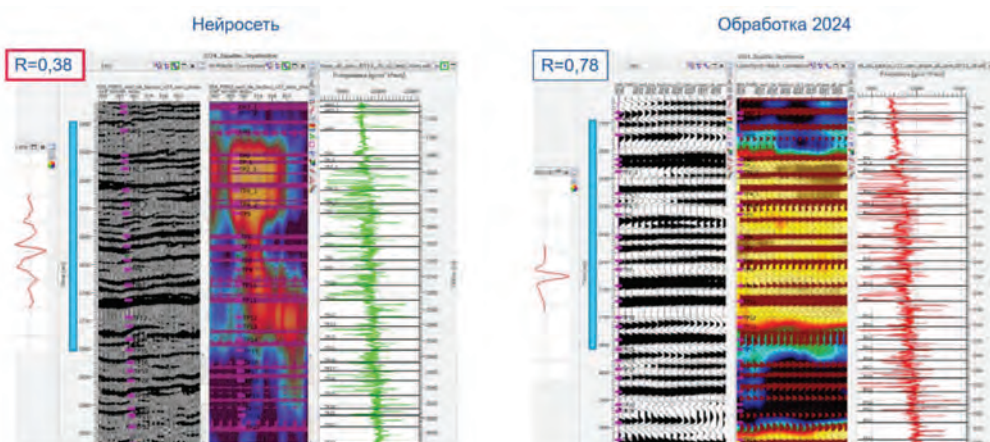


Рис. 16. Сопоставление результатов привязки со статистическим импульсом «2024 г. — нейросеть»
Fig. 16. Comparison of the results of the binding with the statistical impulse "2024 — neural network"

свидетельствуют в пользу более высокой информативности частотно-зависимого подхода, примененного в 2024 г.

В импульсе, извлеченном из данных нейросети, присутствуют явные паразитические высокочастотные осцилляции, которые не добавляют полезной информации в сигнал.

Коэффициент корреляции при использовании для скважинной привязки данных нейросети получился в 2 раза ниже, чем при использовании для привязки результатов обработки 2024 г., — 0,38 против 0,76.

Выводы

- Разработанный и внедренный «НОВАТЭК НТЦ» частотно-зависимый способ балансировки амплитуд является теоретически обоснованным и «законным» приемом сигнальной обработки,

без применения которого не представляется возможным получать достоверные результаты геологической интерпретации и прогнозы продуктивности в районах деятельности группы компаний «НОВАТЭК»;

- Существует потенциал повышения информативности, выявления деталей геоморфологии и седиментологии за счет сочетания частотно-зависимого способа балансировки амплитуд с 5D-регуляризацией данных;

- Применение частотно-зависимого подхода обеспечивает повышение информативности и создает предпосылки для обоснованного и «законного» расширения спектра конечных результатов обработки в область высоких частот, что позволяет исключить использование сомнительных, с точки зрения их физической обоснованности, способов расширения спектра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Соколовский В.В., Кузнецов В.И. Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки. Георесурсы. 2024. № 26(3), С. 27—32.
2. Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Кузнецов В.И., Санин С.С., Соколовский В.В., Кайгородов Е.П. Повышение качества и технико-экономической эффективности высокопроизводительной вибрационной сейсморазведки на основе применения технологии многозональной адаптивной обработки виброграмм (МАОВ). Управление недрами как кросс-функциональный процесс: материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. 2021. Тюмень, 22—26 марта 2021 г. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150059>
3. Долгих Ю.Н., Кузнецов В.И., Туренко С.К. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части геологического разреза. Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 58—63.
4. Долгих Ю.Н. Проблемы кинематической инверсии данных МОВ-ОГТ в северных районах Западной Сибири. Технологии сейсморазведки. 2012. № 4, С. 40—50.
5. Долгих Ю.Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР. 2014. Москва: ЕАГЕ Геомодель, 212 с.
6. Завьялов В.А. Особенности работ по учету верхней части разреза в условиях Среднего Приобья по работам МОГТ. Наука и ТЭК. 2012. № 4, С. 34—37.
7. Загоровский Ю.А. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири. Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6(52). С. 48—50.
8. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н. Реализация технологии сейсморазведочных работ в транзитных зонах севера Западной Сибири. Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 11—20.
9. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н. Технологии сейсмических исследований в транзитных зонах арктических районов (на примере севера Западной Сибири): учебное пособие ISBN 978-5-9961-1826-7. 2017. Тюмень: ТИУ, 199 с.
10. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н., Скачков Д.В., Соколовский В.В., Писарчук С.В., Глебов А.А. Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-сви́п». Георесурсы. 2024. №26(3). С. 20—26. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3>
11. Мясоедов Н.К., Твердохлебов Д.Н., Поздняков А.С., Гончаров А.В. (2021). Эффективность применения технологии широкополосной обработки на мелководных акваториях. Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 46—49.
12. Смирнов В.Н., Бондарев Е.Б. Современное состояние, возможности и недостатки комплекса вибросейс NOMAD по сравнению с взрывным источником сейсмических колебаний в зимних условиях ЯНАО. Технологии сейсморазведки. 2017. № 2. С. 108—122.
13. Ушаков Л.А., Дмитрачков Д.К., Мерецкий А.А., Иванов Г.В. Разработка и применение графа азимутальной обработки сейсмических данных на примере одного из участков ПАО «НК «Роснефть». Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 10—15.
14. Чистякова П.И., Арутюнянц И.В., Клешнин А.Б., Кушнеров Н.Н., Масюков А.В. Использование математического анализа метода главных компонент в обработке сейсмических данных. Геофизика. 2022. № 6, С. 91—95. <https://doi.org/10.34926/geo.2022.17.24.012>
15. Язькова А.В., Долгих Ю.Н., Куркина А.А., Насибуллина А.З., Кадочникова Л.М., Кузнецова Я.В., Елисеев П.И., Кудрин П.А., Григорьев М.С. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: геологоразведка и разработка. Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 15—20.

REFERENCES

1. Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Sokolovsky V.V., Kuznetsov V.I. Processing of vibrograms as a method for improving the quality of high-performance vibroseismic exploration results. Georesources. 2024. No. 26(3). P. 27—32 (In Russ.).
2. Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Kuznetsov V.I., Sanin S.S., Sokolovsky V.V., Kaigorodov E.P. Improving the quality and technical and economic efficiency of high-performance vibration seismic exploration based on the use of multi-zone adaptive vibrogram processing (MAVP) technology. Subsoil management as a cross-functional process: Proceedings of the 7th scientific and practical conference on oil and gas exploration. 2021. Tyumen, March 22—26, 2021 (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150059>
3. Dolgikh Yu.N., Kuznetsov V.I., Turenko S.K. Complex adaptive technology of kinematic inversion of seismic exploration data in conditions of heterogeneous upper part of geological section. Oil Industry. 2017. No. 8. P. 58—63 (In Russ.).
4. Dolgikh Yu.N. Problems of kinematic inversion of CMP-CDP data in the northern regions of Western Siberia. Seismic exploration technologies. 2012. No. 4. P. 40—50 (In Russ.).
5. Dolgikh Yu.N. Multilevel seismic exploration and kinematic inversion of CMP-CDP data in conditions of heterogeneous near-surface layer. 2014. Moscow: EAGE Geomodel, 212 p. (In Russ.).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

6. Zavyalov V.A. Features of works on accounting for the upper part of the section in the conditions of the Middle Ob region according to CMP works. *Science and Energy Complex*. 2012. No. 4. P. 34—37 (In Russ.).
7. Zagorovsky Yu.A. Relationship of fluid-dynamic processes with oil and gas potential of deep horizons in the north of Western Siberia. *Exposure Oil Gas*. 2016. No. 6(52). P. 48—50 (In Russ.).
8. Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N. Implementation of seismic exploration technology in the transit zones of the north of Western Siberia. *News of the University. Oil and Gas*. 2017. No. 6. P. 11—20 (In Russ.).
9. Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N. Seismic research technologies in transit zones of Arctic regions (using the north of Western Siberia as an example): textbook ISBN 978-5-9961-1826-7. 2017. Tyumen: TIU, 199 p. (In Russ.).
10. Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N., Skachkov D.V., Sokolovsky V.V., Pisarchuk S.V., Glebov A.A. Experience in conducting field seismic exploration work using high-performance slip-sweep technology. *Georesources*. 2024. No. 26(3). P. 20—26 (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3>
11. Myasoedov N.K., Tverdokhlebov D.N., Pozdnyakov A.S., Goncharov A.V. Efficiency of applying broadband processing technology in shallow waters. *Oil industry*. 2021. No. 3. P. 46—49 (In Russ.).
12. Smirnov V.N., Bondarev Ye.B. Current state, capabilities and disadvantages of the NOMAD vibroseis complex in comparison with an explosive source of seismic vibrations in the winter conditions of the YNAO. *Seismic technologies*. 2017. No. 2, P. 108—122 (In Russ.).
13. Ushakov L.A., Dmitrachkov D.K., Meretsky A.A., Ivanov G.V. Development and application of the graph of azimuthal processing of seismic data on the example of one of the sites of PJSC NK Rosneft. *Oil industry*. 2023. No. 7. P. 10—15 (In Russ.).
14. Chistyakova P.I., Arutyunyan I.V., Kleshnin A.B., Kushnerov N.N., Masyukov A.V. Using mathematical analysis of the principal component method in seismic data processing. *Geophysics*. 2022. No. 6, P. 91—95 (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2022.17.24.012>
15. Yazkov A.V., Dolgikh Yu.N., Kurkin A.A., Nasibullin A.Z., Kadochnikova L.M., Kuznetsova Ya.V., Eliseev P.I., Kudrin P.A., Grigoriev M.S. Methodological and technological challenges in the development of fields in the north of Western Siberia: geological exploration and development. *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 4(71). P. 15—20 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Соколовский В. В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Долгих Ю. Н. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Гуляев Д. В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vladimir V. Sokolovsky — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Yuri N. Dolgikh — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Denis V. Gulyaev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соколовский Владимир Владиславович — начальник управления обработки сейсмических данных ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-437

Vladimir V. Sokolovsky — Head of Seismic Data Processing Department NOVATEK STC LLC. 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
tel.: +7 (3452) 680-437
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Долгих Юрий Николаевич — доктор геол.-мин. наук, ученый секретарь ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-431

Yuri N. Dolgikh — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Academic secretary NOVATEK STC LLC. 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru
tel.: +7 (3452) 680-431

Гуляев Денис Владимирович — заместитель начальника отдела стандартной и специализированной обработки ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-438

Denis V. Gulyaev — Deputy Head of the Standard and Specialized Processing Department, NOVATEK STC LLC. 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru
tel.: +7 (3452) 680-438

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author