

УДК 550.834.05

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95

Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа

© 2023 г. | Т.В. Ольнева¹, А.С. Егоров², М.Ю. Орешкова²¹Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; olnetta@gmail.com;²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия; egorov_as@pers.spmi.ru; s215017@stud.spmi.ru

Поступила 18.08.2023 г.

Доработана 13.09.2023 г.

Принята к печати 30.10.2023 г.

Ключевые слова: *сейсморазведка; разрешающая способность; частотно-зависимые атрибуты; спектральная декомпозиция; палеорусл.*

Аннотация: В данной обзорной статье рассмотрено улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных для решения задач сейсмофациального анализа. В статье детально представлены теоретические аспекты вертикальной и горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки и анализируются два технологических направления. Первое направление касается использования возможных средств пост-обработки волнового поля. В статье приведен обзор эффективности применения частотно-зависимых атрибутов, в частности спектральной декомпозиции волнового поля. Второе направление связано с графической «дообработкой» изображений, визуализацией данных и их возможной трансформацией инструментами обработки непосредственно статичных изображений. Для иллюстрации отдельных положений и выводов авторы статьи акцентируют внимание на таких седиментационных объектах, как палеоканалы, изучение которых сопряжено с ограничениями, связанными с разрешающей способностью сейсмического метода. В статье рассмотрен практический пример комплексного подхода к интерпретации сейсмических данных для изучения палеорусловых систем тюменской свиты на примере одного из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Комплексование подходов динамической интерпретации сейсмических данных позволяет выделить и закартировать на площади исследования сеть палеорусел и провести параметризацию объекта с последующим прогнозом мощности русловых отложений.

Для цитирования: Ольнева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95.

Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis

© 2023 | T.V. Ol'neva¹, A.S. Egorov², M.Yu. Oreshkova²¹Gazprom нефт company group, Saint Petersburg, Russia; olnetta@gmail.com;²St. Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia; egorov_as@pers.spmi.ru; s215017@stud.spmi.ru

Received 18.08.2023

Revised 13.09.2023

Accepted for publication 30.10.2023

Key words: *seismic exploration; resolution; frequency-dependent attributes; Frequency Decomposition; paleochannels.*

Abstract: This review relates to an improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. The paper presents in detail the theoretical aspects of vertical and horizontal resolution of seismic data. The authors analyse two technological approaches. The first approach is related to application of feasible wavefield post-processing tools. The paper contains an overview of efficiency of frequency-dependent attribute use, in particular, frequency decomposition of wavefield. The second approach is about an “additional graphical processing” of images, data visualization, and their feasible transformation using tools for direct processing of static images. To illustrate certain provisions and conclusions, the authors concentrate on sedimentary objects, such as paleochannels; the studies of them face limitations caused by resolution of the seismic method. The paper also presents the case study of integrated seismic data interpretation for the Tyumen paleo riverbed system investigations by the example of one field in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Integration of the approaches of amplitude interpretation of seismic data allows identifying and mapping a network of paleo riverbeds within the study area as well as parametrization of the object with further prediction of riverbed deposit thickness.

For citation: Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95. In Russ.

Введение

Для геометризации литологических ловушек в процессе интерпретации сейсмических данных одним из главных условий является наличие качественного сейсмического изображения, получение которого достигается сложением и умножением усилий на каждом этапе сейсмических исследований: от грамотного планирования полевых работ и их качественного проведения до тщательной обработки зарегистрированного волнового поля с последующим корректным применением разнообразных трансформаций на этапе интерпретации.

Качество исходных сейсмических данных во многом зависит от сейсмогеологических условий. Например, в Западной Сибири, по заключению А.А. Нежданова, информативность сейсмической записи резко снижают неоднородности строения верхней части разреза, обусловленные наличием многолетнемерзлых пород переменной толщины и присутствием низкоскоростных прослоев. В связи с этим в северных регионах Западной Сибири разрешающая способность данных сейсморазведки МОГТ априори ниже, чем в южных регионах и в районах Среднего Приобья, где глубины залегания продуктивных комплексов значительно меньше, а верхняя часть разреза имеет более однородное строение [1].

Одним из наиболее критичных факторов в изучении геологических седиментационных объектов является ограничение разрешающей способности сейсморазведки как дистанционного геофизического метода исследований. Применительно к задачам сейсмофациального анализа крайне важное значение имеет понимание механизма формирования сейсмического отклика в конкретных сейсмогеологических условиях [2], учитывая тот факт, что большинство отражений представляет собой результат интерференции сигналов, отраженных от серии близкорасположенных акустических границ, а также наличие в исходном волновом поле разнообразных помех, способных исказить или завуалировать регистрируемые отражения.

Соотнесение геометрии изучаемых объектов с разрешающей способностью сейсморазведки позволяет определиться с приемами и методами работы, направленными на улучшение сейсмического изображения.

В данной статье затронута тема улучшения сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных. Авторы статьи предлагают рассмотреть два направления. Первое направление касается использования возможных средств постобработки волнового поля. В статье приведен обзор причинно-следственных связей эффективного применения частотно-зависимых атрибутов. Второе направление связано с визуализацией данных и их возможной трансформацией инструментами обработки непосредственно статичных изображений. Для иллюстрации отдельных положений

и выводов авторы фокусируются на таких седиментационных объектах, как палеоканалы [3].

Разрешающая способность сейсмического метода

Под разрешающей способностью сейсмических исследований понимается способность различать близкорасположенные объекты в двух направлениях: по вертикали (по времени и глубине) и по горизонтали (от трассы к трассе). Ключевым параметром в определении разрешающей способности метода является длина волны. В практических исследованиях **длина волны** варьирует в широких пределах — от 15 до 300 м [2], увеличиваясь с глубиной вследствие изменения **скоростных характеристик** среды в сторону повышения и снижения **частоты колебаний**. Основная часть энергии сейсмического импульса приходится на некоторую полосу частот, в центре которой оценивается доминирующая частота. В производственных исследованиях спектр характеризуется полосой частот от 7 до 120 Гц.

Обозначенные параметры связаны следующим соотношением:

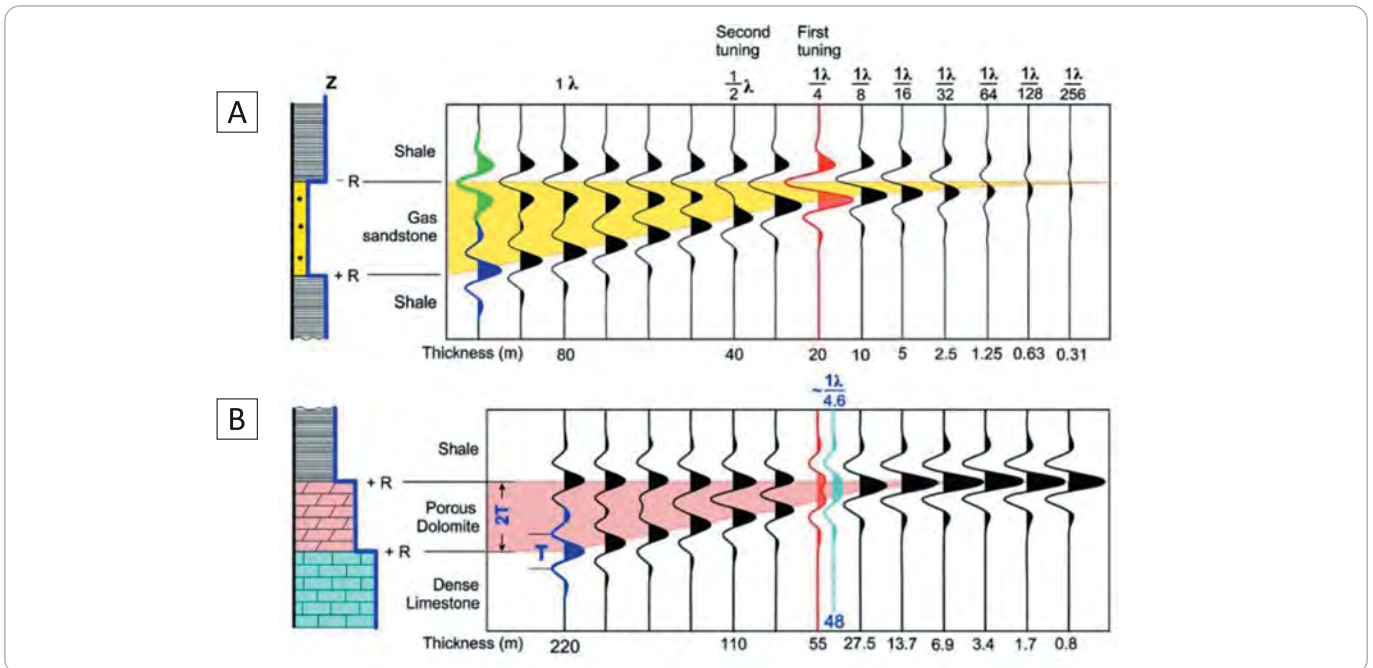
длина волны λ = скорость \times период = скорость/частота.

Разрешающая способность по вертикали [2] оценивается в $1/8$ – $1/4$ длины волны. Р.Е. Шерифф допускает, что при простом строении среды, наличии четко выраженного опорного горизонта и при условии минимума помех возможно различать и более близкорасположенные границы. Обращает на себя внимание замечание этого автора о том, что разрешающую способность можно отнести к субъективным характеристикам, так как она зависит, в том числе, и от способности интерпретатора улавливать незначительные изменения формы сигнала. В современных реалиях эта способность тесно увязывается с профессиональным владением инструментами трансформации исходных данных (постобработки) для повышения качества сейсмического изображения.

На рис. 1 для акустически контрастного пласта на модельных данных продемонстрировано отношение длины волны и формы трассы при условии нульфазового импульса [4]. Рассмотрено два варианта. В первом варианте (см. рис. 1 А) кровле и подошве пласта соответствуют разноименные экстремумы (min/max), во втором варианте (см. рис. 1 В) — одноименные (max/max). Для первого варианта разрешенность оценивается в $\lambda/4$ (λ — длина волны) [5–8]; для второго варианта — $\lambda/4,6$ [9].

Для практических исследований динамической интерпретации и прогноза коллекторских свойств наиболее предпочтительными считаются сейсмические данные, приведенные к нульфазовому импульсу [8], так же как и в рассмотренном модельном примере. В качестве обоснования выдвигаются следующие положения: форма импульса симметричная, большая часть энергии сосредоточена в центральном экстремуме, экстремум соот-

Рис. 1. Два варианта модели клина [4]
Fig. 1. Two versions of wedge model [4]



ветствует непосредственно акустической границе и совпадает с временным горизонтом, разрешенность данных выше, чем при использовании других форм импульса в том же частотном диапазоне. Однако реальные сейсмические импульсы в основном являются минимально-фазовыми (или близкими к таковым). Р.Е. Шерифф отмечает, что от формы элементарного импульса зависит, как будет выглядеть сложный сигнал, однако она не влияет непосредственно на разрешающую способность, если изменение не связано с изменением частотной характеристики.

Предел «видимости» (разрешенности) зависит в первую очередь от степени акустической контрастности кровли и подошвы пласта, а также общей зашумленности данных (рис. 2).

В табл. 1 [8] демонстрируется матрица из 20 различных ситуаций, иллюстрирующая широкий возможный диапазон разрешения данных. Некоторые постпроцессинговые трансформации позволяют получать дополнительную геолого-геофизическую информацию при разложении интерференционных сигналов на отдельные их составляющие и таким образом влиять на улучшение разрешенности сейсмической записи.

Наилучшим образом возможности разрешающей способности сейсмического метода демонстрируют синтетические модели.

На рис. 3 представлены результаты двумерного синтетического моделирования. Геологическая основа создана в соответствии с современными аналогами фациальной модели сечения барьерного острова с приливно-отливным каналом. Литофации представлены песчаниками барьерного

острова в виде двух прослоев во вмещающей их глинистой толще — песчаниками приливно-отливной отмели и аргиллито-алевролитовыми разностями, заполняющими приливно-отливной канал. В первой модели (см. рис. 3 В) использовался вейвлет с доминирующей частотой 20 Гц, во второй (см. рис. 3 С) — вейвлет с доминирующей частотой 35 Гц. Результаты моделирования показывают, что данные с частотой 20 Гц не отображают деталей геологического строения, заложенных изначально в модель. Два слоя песчаного коллектора, как и другие детали разреза, могут быть идентифицированы только на сейсмических данных с частотой 35 Гц. Выполненное моделирование позволило в процессе переобработки данных сфокусироваться на получении финальных разрезов с доминирующей частотой 35 Гц [10].

На рис. 4 продемонстрированы результаты синтетического моделирования системы палеоканалов. В модель заложены следующие параметры: ширина одного канала составляет 150 м (15 трасс), максимальная мощность одного канала составляет 8 м, область тонкого переслаивания песчаника существует в трассах 12–15 и 23–26. Мощности области вертикального наложения фаций палеоканалов составляют 3 и 4 м. Синтетическая модель рассчитывалась с доминирующей частотой 50 Гц (вейвлет Рикера, шаг дискретизации — 1 мс) [11].

Для палеоканалов в кровле тюменской свиты по результатам двумерного сейсмогеологического моделирования установлено, что резкое увеличение толщин песчаников (от 0 до 25 м) может быть зафиксировано на сейсмических временных разрезах при рабочих частотах около 40 Гц и оно прак-

Рис. 2. Матрица взаимосвязи сейсмической разрешенности, акустической контрастности, уровня шума и мощности изучаемого пласта [8]

Fig. 2. Relationship between seismic resolution, acoustic contrast, noise level, and thickness of a studied bed [8]



Табл. 1. Отличия в разрешающей способности при различных сейсмогеологических условиях [8]

Tab. 1. Comparison of resolution in different geoseismic conditions [8]

Возраст пород			Очень молодые	Молодые	Средние	Древние	Очень древние	
Глубина залегания			Очень малая	Малая	Средняя	Глубокая	Очень глубокая	
Скорость волны в горной породе, м/с			1600	2000	3500	5000	6000	
Доминирующая частота, Гц			70	50	35	25	20	
Длина волны, м		λ	23	40	100	200	300	
Предел «разделимости»		$\lambda/4$	6	10	25	50	75	
Предел «видимости»	Низкое отношение сигнал/помеха	Песчаник, насыщенный водой. Данные низкого качества	$\sim\lambda/8$	3	5	13	25	38
	Среднее отношение сигнал/помеха	Песчаник, насыщенный водой/нефтью. Достаточно хорошее качество данных	$\sim\lambda/12$	2	3	8	17	25
	Высокое отношение сигнал/помеха	Песчаник газовый. Хорошее качество данных	$\sim\lambda/20$	1	2	5	10	15
	Очень высокое отношение сигнал/помеха	Песчаник газовый. Отличное качество данных	$\sim\lambda/30$	< 1	1	3	7	10

тически не проявляется на более низкочастотных разрезах [1].

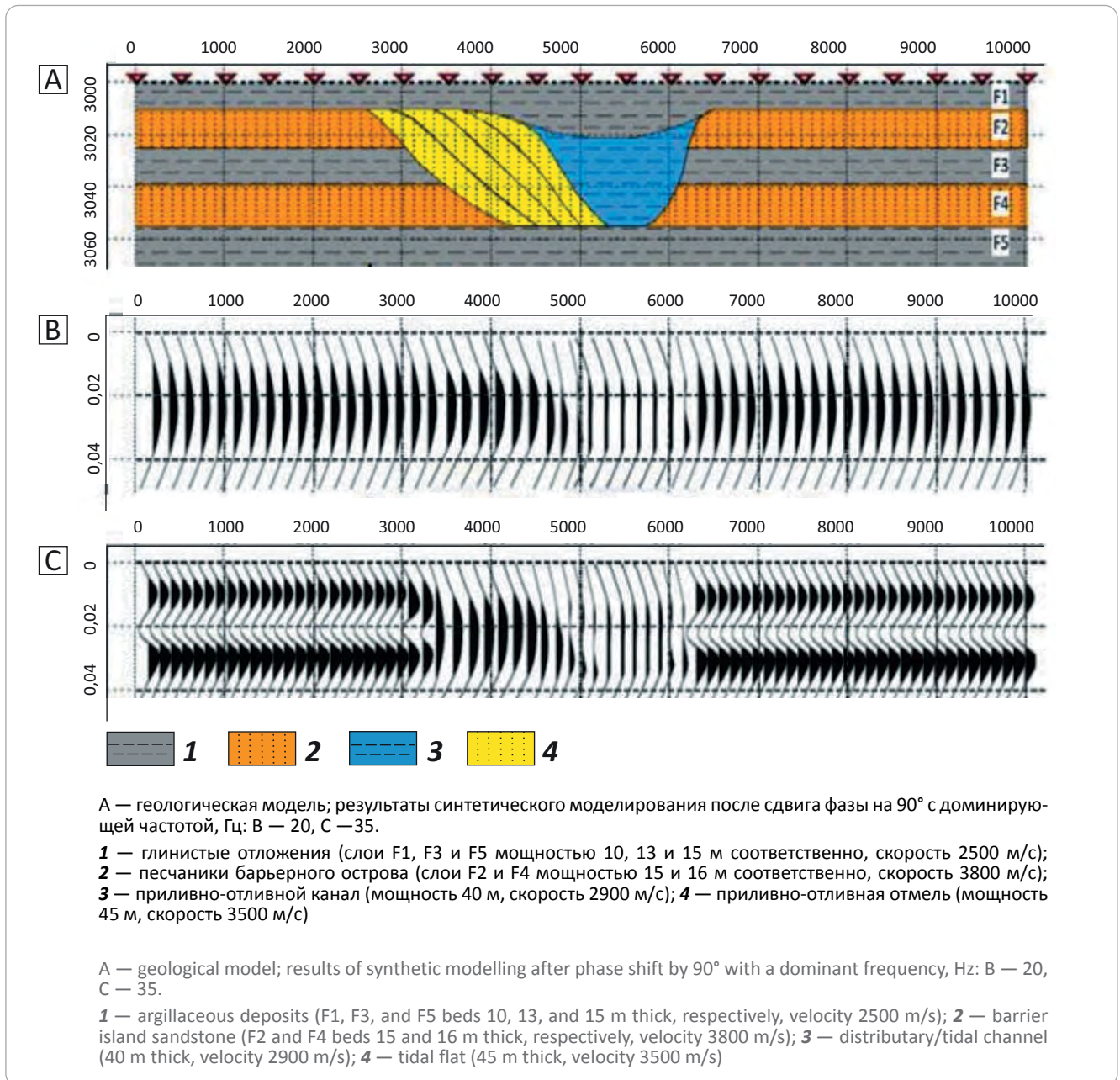
Разрешающая способность сейсмического метода по латерали определяется шириной первой зоны Френеля. Для оценки горизонтального разрешения использовались формулы следующих авторов: Денхам (1980), Клербуот (1985), Эмбри (1985), Фрилэнд, Хогг (1990), Эбром и др. (1995), Вермеер (1997) и др.

Представление о том, что отраженный сигнал генерируется не точкой, а некоторым фрагмен-

том отражающей поверхности, является основой для понимания разрешающей способности метода (рис. 5, 6).

Размеры зоны Френеля зависят от частоты, так как частота влияет на длину волны (рис. 7). Следовательно, разным частотным компонентам сейсмической волны будут соответствовать разные по величине эффективной площади участки отражающей поверхности [2]. Например, в случае плоской отражающей поверхности, расположенной на глубине 1000 м при скорости сейсмических волн 2000 м/с,

Рис. 3. Седиментационная модель (A) [10] и результаты синтетического моделирования (B, C)
Fig. 3. Depositional model (A) [10] and results of synthetic modelling (B, C)



радиус первой зоны Френеля будет равен 130 м для волнового поля с частотой 60 Гц и 183 м для волнового поля с частотой 30 Гц. Размер зоны Френеля зависит также от расстояния до точки наблюдения (*d*) и кривизны отражающей поверхности.

Для условий Западной Сибири (при целевом интервале на 2,5 с, частоте 30–40 Гц, скорости 3,5–4 км/с) ширина зоны Френеля составляет в среднем 450–600 м [1]. Существуют общие теоретические представления, применяемые в определении предельных размеров поисковых объектов при наблюдениях по методике многократных перекрытий, которые сводятся к значениям, равным 1/4 первой зоны Френеля. Для палеоканалов, идентифицируемых в отложениях тюменской свиты, ширина, как правило, составляет от 100 до 500 м.

В качестве основного метода улучшения горизонтального разрешения используются миграционные преобразования, направленные на смещение отражения в точку его изначального формирования; фокусировку энергии, распределенную по зоне Френеля, и нивелирование дифракционных эффектов, возникающих от отдельных неоднородностей среды. Очевидно, что наибольший эффект от применения миграции достигается для трехмерных сейсмических данных. Точность миграционных преобразований зависит от корректности скоростной модели, отношения сигнал/шум, выбранной апертуры миграции и конкретного алгоритма.

В работе [8] основные факторы, оказывающие влияние на разрешающую способность сейсмического метода, сведены в блок-схему (см. рис. 7).

Рис. 4. Геологическая (А) и синтетическая (В) модели [11]
Fig. 4. Geological (A) and synthetic (B) models [11]

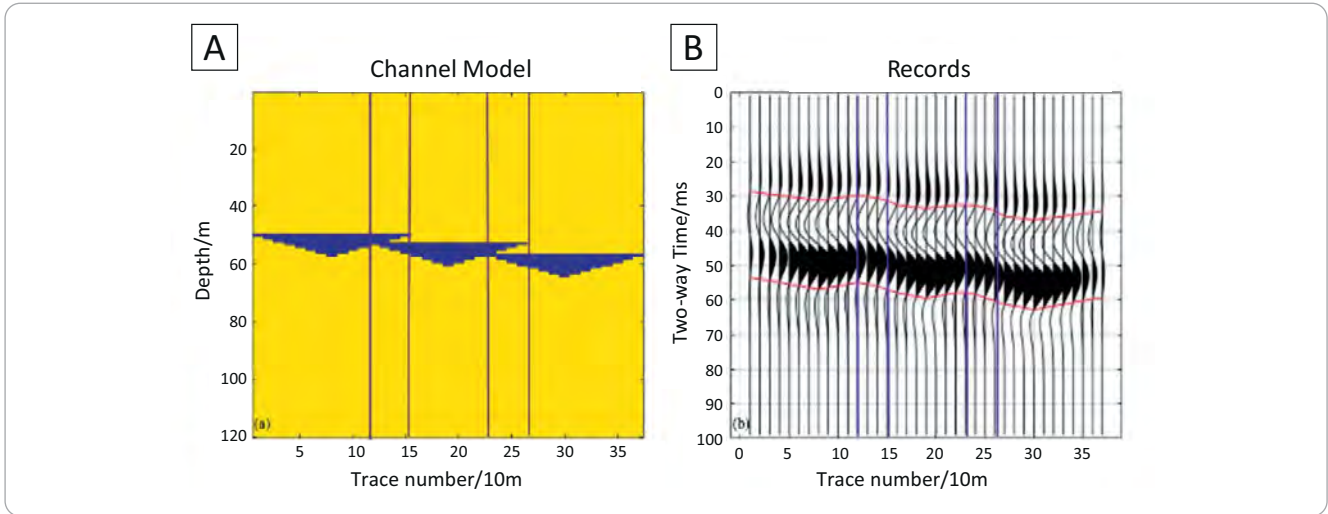
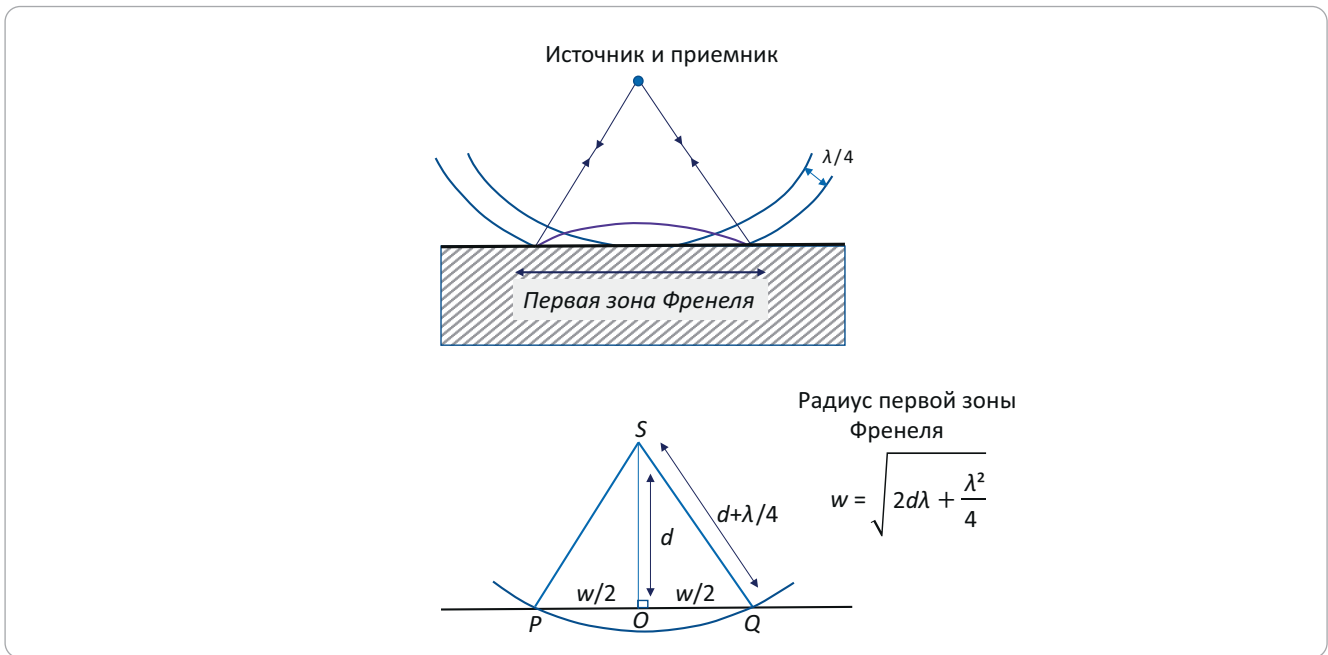


Рис. 5. Определение радиуса первой зоны Френеля [2]
Fig. 5. How the first Fresnel zone radius is determined [2]



Повышение качества сейсмического изображения на этапе интерпретации

Анализ разрешающей способности сейсмических исследований позволяет сделать вывод, что улучшение сейсмического изображения, повышение его детальности во многом определяется частотными характеристиками. Параметры амплитудно-частотного спектра являются важными индикаторами в процессе интерпретационного сопровождения обработки [12]. Доминирование низких частот в амплитудно-частотном спектре ведет к потере детальности сейсмогеологической интерпретации, однако трансформации, направленные на приоритетное выделение высоких частот, могут привести к расфокусировке опорных (условных) отражающих горизонтов.

На этапе интерпретации сейсмических данных работа с частотными характеристиками волнового поля может осуществляться через расчет соответствующих атрибутов и декомпозицию волнового поля по частотам.

Частотные атрибуты в библиотеке ПО Petrel

Instantaneous frequency (мгновенная частота) — характеризует скорость изменения фазы. Сейсмическое изображение атрибута смотрится достаточно разрешенным по сравнению с исходными амплитудными разрезами. Например, может выгодно подсветить на разрезе внутреннее строение клиноциклита. Однако параметр имеет тенденцию быть нестабильным в присутствии шума и его достаточно трудно интерпретировать.

Рис. 6. Влияние частоты колебаний на размер зоны Френеля [2]
Fig. 6. Oscillation frequency influence on the Fresnel zone size [2]

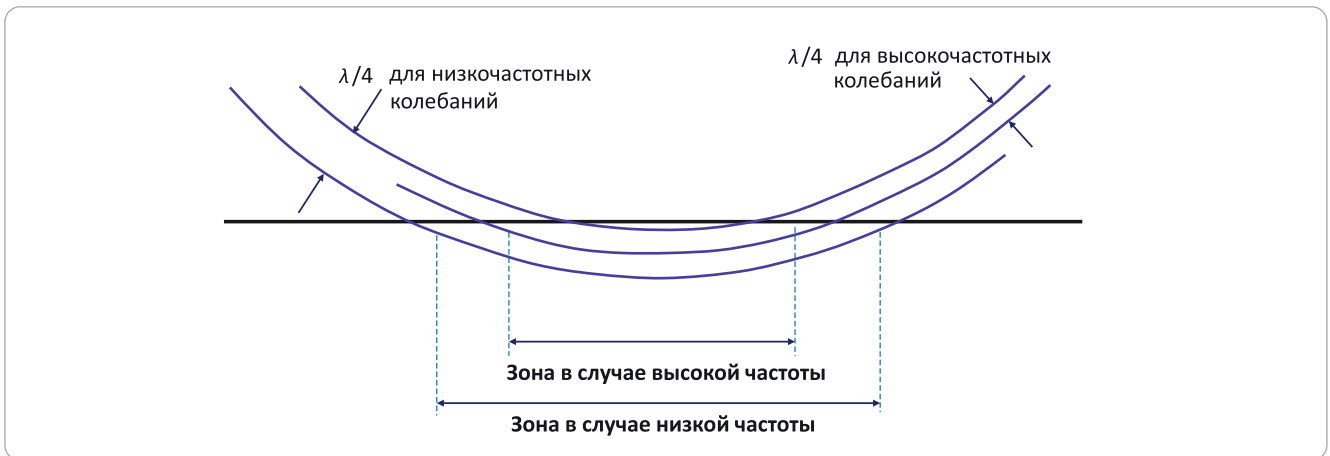
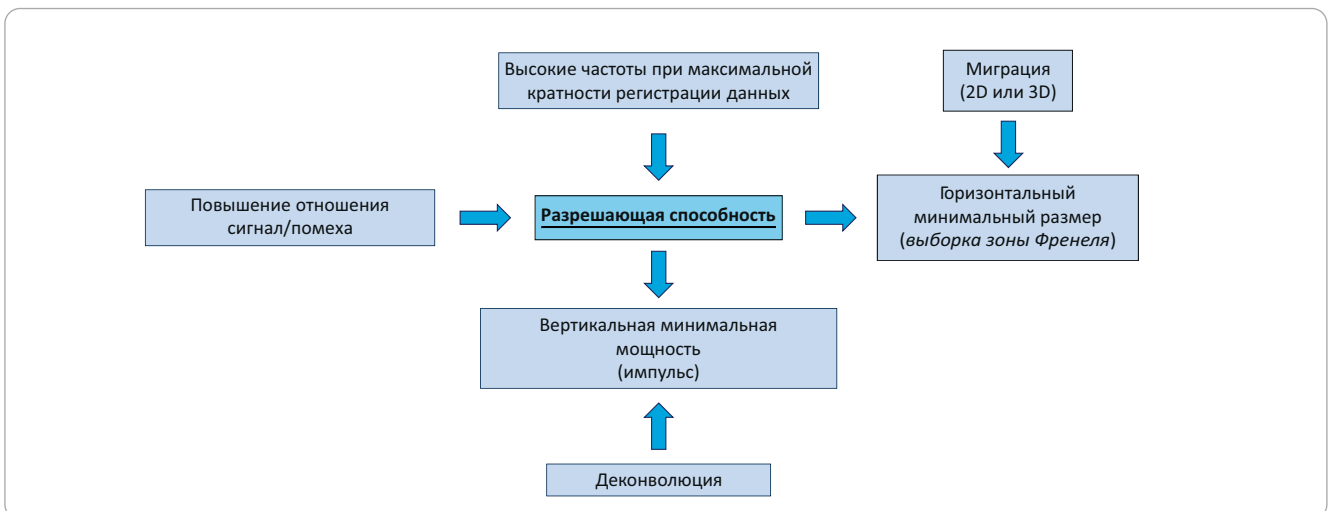


Рис. 7. Факторы, влияющие на разрешающую способность сейсмического метода [8]
Fig. 7. Factors influencing the seismic method resolution [8]



Instantaneous bandwidth (Мгновенная ширина полосы частот). Атрибут отражает стандартное отклонение ширины мгновенного спектра от его среднего значения, представляет собой меру интенсивности относительного изменения мгновенной амплитуды.

Dominant frequency (Доминантная частота) определяется как корень квадратный от суммы квадратов *Instantaneous frequency* и *Instantaneous bandwidth*. Данную трансформацию исходного разреза можно использовать для обоснования сеймо-стратиграфических комплексов, картирования поверхности фундамента и др.

Instantaneous bandwidth и *Dominant frequency* дополняют *Instantaneous frequency*. Совместно эти три атрибута представляют собой переменные во времени спектральные свойства сейсмических данных. С их помощью можно картировать низкочастотные области с нечеткими очертаниями.

Frequency filter (частотный фильтр) — атрибут позволяет усилить конкретное событие в волновом поле за счет переменной во времени фильтрации,

сопровождается библиотекой фильтров низких, высоких частот, фильтрами Баттерворта, Ормсби и др.

Graphic equalizer — является интерактивным фильтром и позволяет получить сейсмический массив данных в выбранной полосе частот. На основе заданных пользователем параметров алгоритм рассчитывает индексированную весовую функцию для усиления или уменьшения выбранной частотной составляющей исходного сигнала.

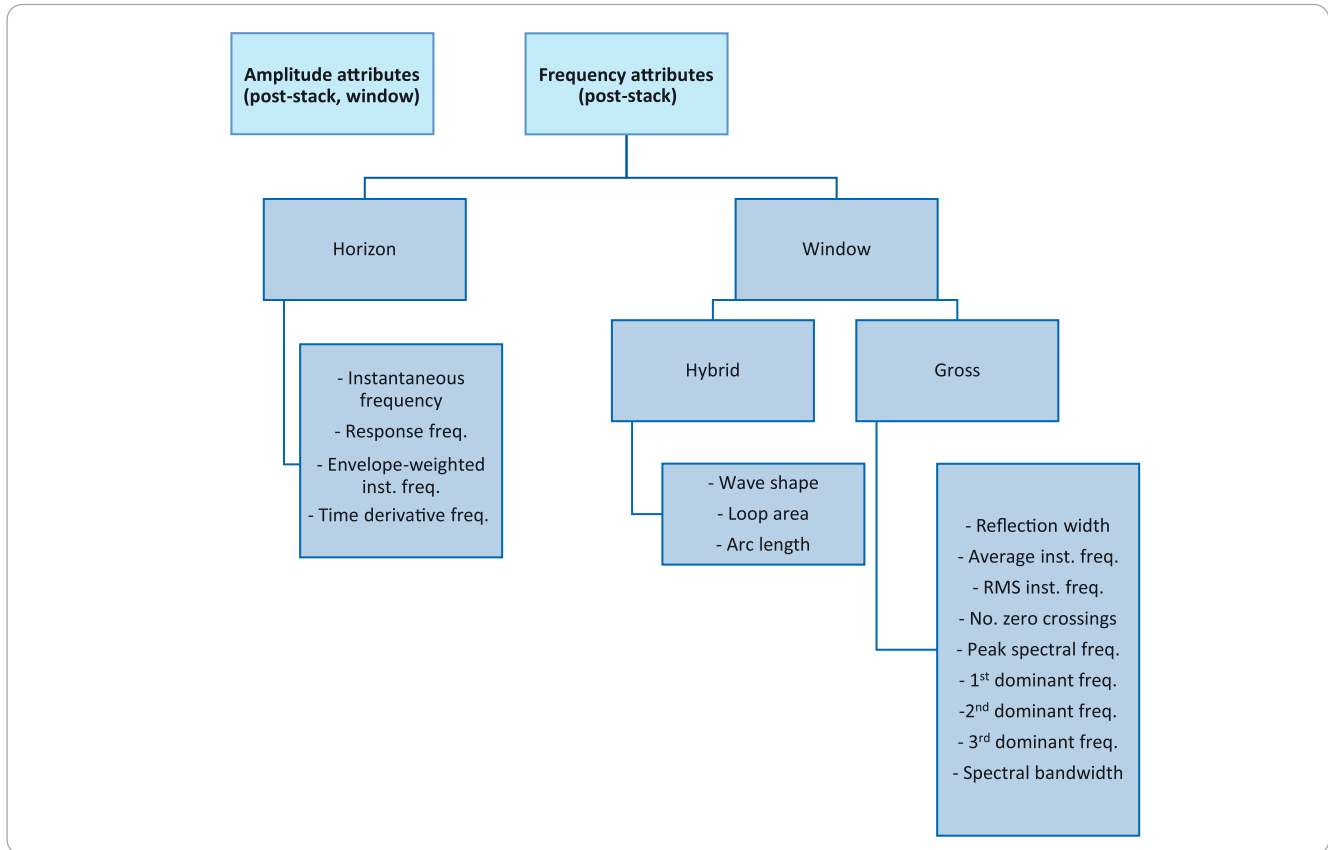
*t*Attenuation* (*t**Затухание) — атрибут, вычисление которого основывается на оценке затухания частот в заданном окне. Физический смысл параметра для трещиноватого коллектора связывают с наличием трещин открытого типа и их плотностью (алгоритм запатентован компанией Шлюмберже).

Iso-frequency — запатентованная компанией Шлюмберже методика сейсмической декомпозиции, в процессе которой создается набор кубов атрибутов на заданных пользователем частотах.

Generalized Spectral Decomposition (обобщенное спектральное разложение) — атрибут позволяет раз-



Рис. 8. Частотные атрибуты [8]
Fig. 8. Frequency attributes [8]



ложить сейсмический сигнал на составляющие его частоты, помогая интерпретатору выявить геологические объекты, находящие отклик в волновом поле на определенной частоте. В алгоритме GSD используется гибридный подход, основанный на преобразовании Фурье (STFT) и непрерывном вейвлет-преобразовании (CWT) [13].

Обобщающая таблица рассмотренных частотных атрибутов представлена на рис. 8.

Спектральная декомпозиция. Приемы визуализации

В настоящее время спектральная декомпозиция активно применяется при интерпретации сейсмических данных, этот подход позволяет «проявить» на слайсах геологические объекты, которые существенно хуже распознаются при анализе стандартных амплитудных атрибутов, рассчитанных в обычной полосе частот. В процессе декомпозиции сейсмический сигнал раскладывается на ряд частотных составляющих, что позволяет проанализировать амплитуду и фазу, настроенные на заданную длину волны. Учитывая тот факт, что сейсмические отражения в слоистом разрезе являются результатом интерференции от нескольких близкорасположенных границ, а геологические объекты с различной мощностью, литологическим составом и насыщением имеют различный частотный отклик в полях упругих волн, то спектральное разложение позволяет извлечь уникальную информацию,

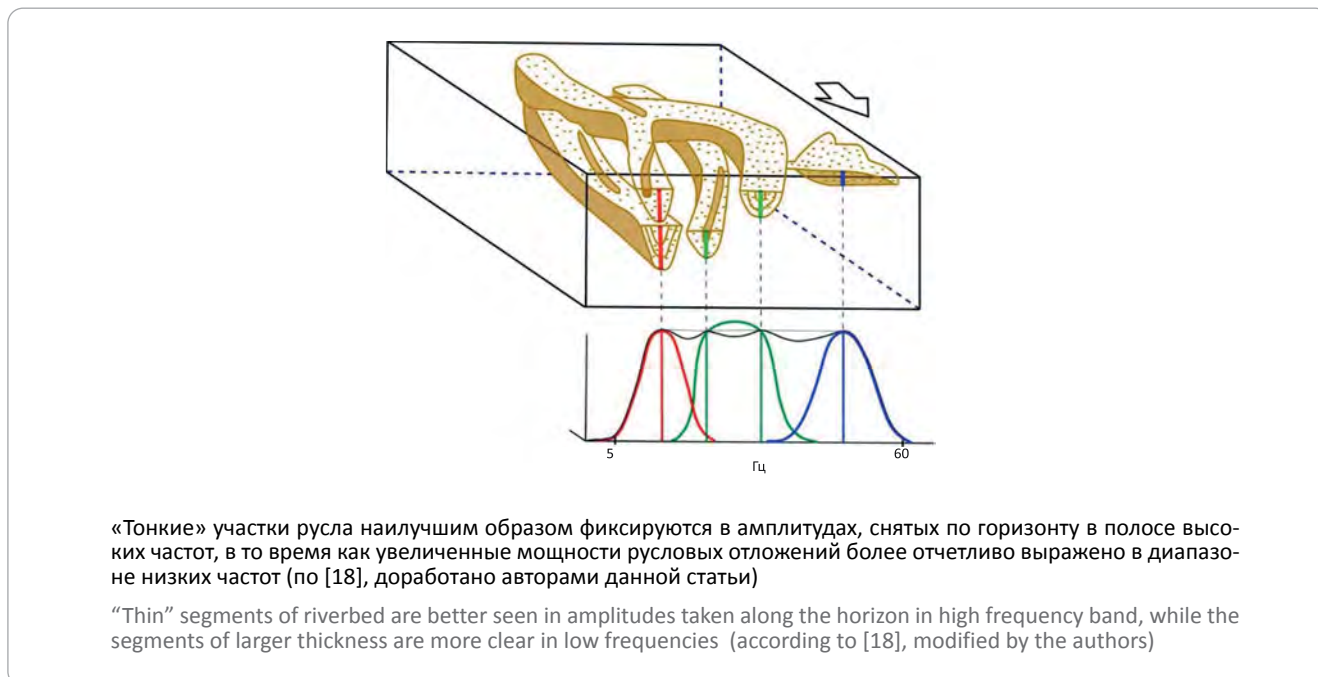
связанную с локальными объектами. Для анализа частотных компонент сигнала используются такие методы, как оконное преобразование Фурье во временной области (Short Time Fourier Transform) [14, 15], непрерывное вейвлет-преобразование (Continuous Wavelet Transform) [16] в переменном диапазоне временного окна, декомпозиция максимального подобия (MPD) и др.

Наибольшую эффективность спектральной декомпозиции специалисты отмечают в процессе интерпретации сейсмических данных, вмещающих отклик от палеоканалов.

В статье [17] приведен классический пример применения спектральной декомпозиции для изучения русловых отложений. Автором обоснован тот факт, что «тонкие» участки русла наилучшим образом фиксируются в амплитудах, снятых по горизонту в полосе высоких частот, в то время как увеличенные мощности русловых отложений более отчетливо выражены в диапазоне низких частот. В статье [18] представлено наглядное схематическое изображение данного случая (рис. 9), на котором демонстрируется, что в краевых зонах палеоканала, где мощность отложений невелика, тюнинг-эффект наблюдается на спектральной компоненте высоких частот, в осевой части русла — в области максимальных значений мощности [19].

Известно, что изучение палеорусловых систем сейсморазведкой сопряжено с ограничениями в

Рис. 9. Классический пример использования спектральной декомпозиции для изучения русловых отложений
Fig. 9. Textbook example of using Frequency Decomposition in riverbed deposit studies



латеральной и вертикальной разрешающей способности метода, так как для речных систем характерно многообразие фаций при незначительной мощности геологических тел. Например, типичными параметрами для изолированных меандрирующих поясов можно считать мощность от 5 до 15–20 м, ширину — от 1 до 5 км; прирусловые валы рек имеют обычно высоту 0,5–1 м (у крупных рек редко до 5 м); у сформированных в периоды сильных паводков конусов прорыва (кревассов), сложенных пойменным аллювием, мощность составляет обычно 0,5–1, реже до 3 м. Аллювиальные системы отличаются крайней неоднородностью строения в силу того, что русла непрерывно трансформируются, претерпевая различные флуктуации. В связи с вышеизложенным, в волновом поле объект может проявляться фрагментарно, что затрудняет его интерпретацию. В большинстве случаев в сейсмическом изображении наблюдается интегральная картина сложного сочленения палеоканалов с частичным размывом и переотложением осадка, не отображающая современную морфологию речной палеосистем [20].

Одной из особенностей интерпретации результатов спектральной декомпозиции является синхронная визуализация, как правило, трех наиболее информативных амплитудных слайсов, полученных в разных полосах частотного диапазона при помощи аддитивной цветовой модели RGB (Red, Green, Blue — красный, зеленый, синий) (рис. 11). Технология визуализации является важным инструментом при интерпретации сейсмических данных, и, в случае спектральной декомпозиции, она сыграла ключевую роль в активном внедрении данного подхода. Схематическое пред-

ставление спектральной декомпозиции и RGB-суммирования представлено на рис. 10.

Обработка цветowych изображений

Для улучшения разрешения цветowe изображения, получаемые в результате динамической интерпретации сейсмических данных, можно подвергнуть графической «дообработке». Для этого используются различные фоторедакторы, фильтрации, способы коррекции фотографий и рисунков, технологии компьютерного зрения, которые за последнее десятилетие получили широкое распространение.

В статье [21] представлено два способа фильтрации изображений, которые успешно зарекомендовали себя для картирования отложений типа «русло».

Первый способ основан на фильтрации изображения (карты какого-либо атрибута, где требуется найти «русло») с помощью библиотеки двумерных импульсов Морле, также известных как фильтр Габора. Фильтр Габора широко применяется при обработке изображений со структурной избыточностью, имеющих квазипериодическую структуру, например при цифровом анализе отпечатков пальцев, выделении сосудов на изображениях биологических тканей.

Второй способ заключается в преобразовании каждого фрагмента изображения заданного размера в область Радона. Полученная таким образом «синограмма» отражает вероятность наличия линейной аномалии каждого направления на исходном фрагменте.

Рис. 10. Принципиальная схема алгоритма спектральной декомпозиции и цветового (RGB) смешивания разночастотных компонент (<https://www.petroleumengineers.ru>)

Fig. 10. Schematics of Frequency Decomposition algorithm and RGB blending of components having different frequencies (<https://www.petroleumengineers.ru>)

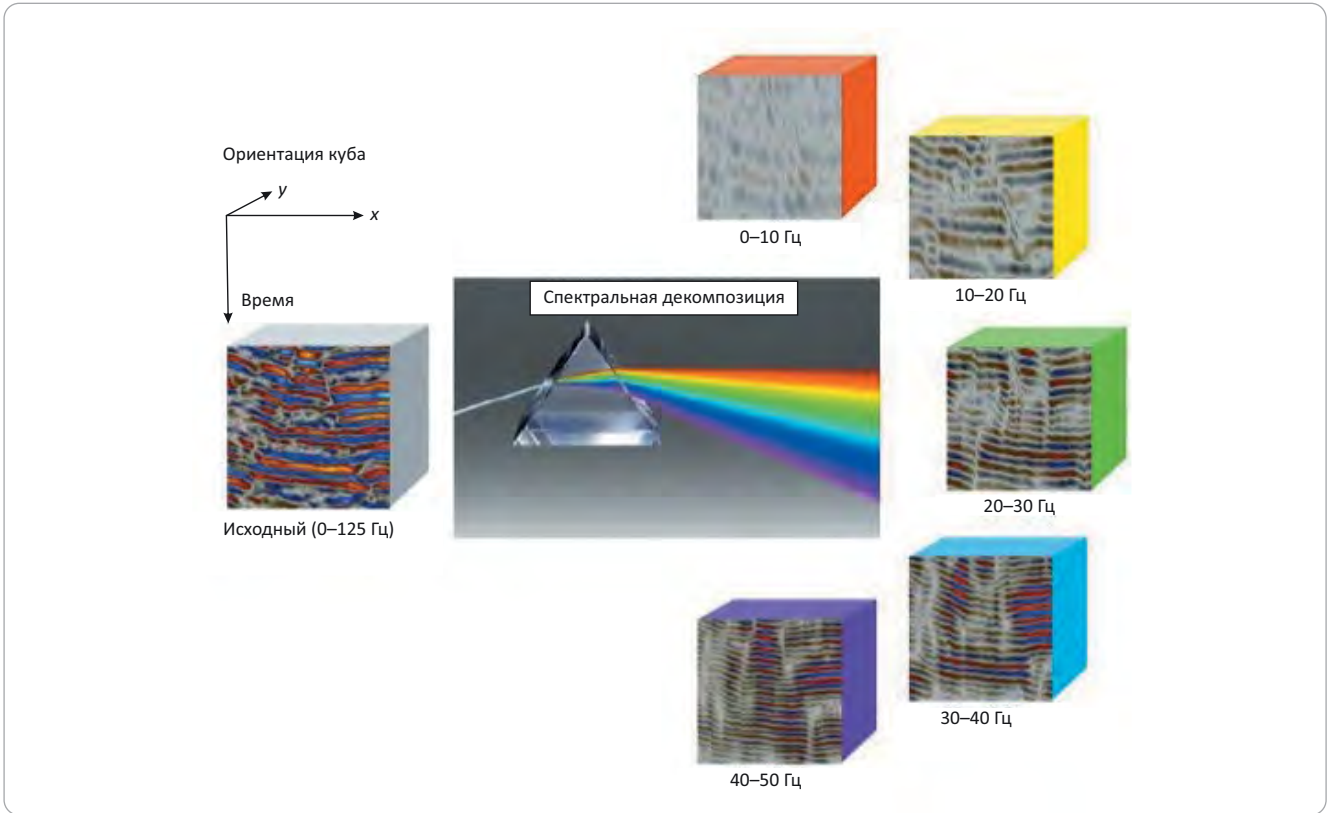


Рис. 11. Цветовая карта спектральной декомпозиции в визуализации RGB-смешивания и цветовые карты по отдельным цветам
Fig. 11. Frequency Decomposition coloured map in RGB blending visualization and monochrome maps

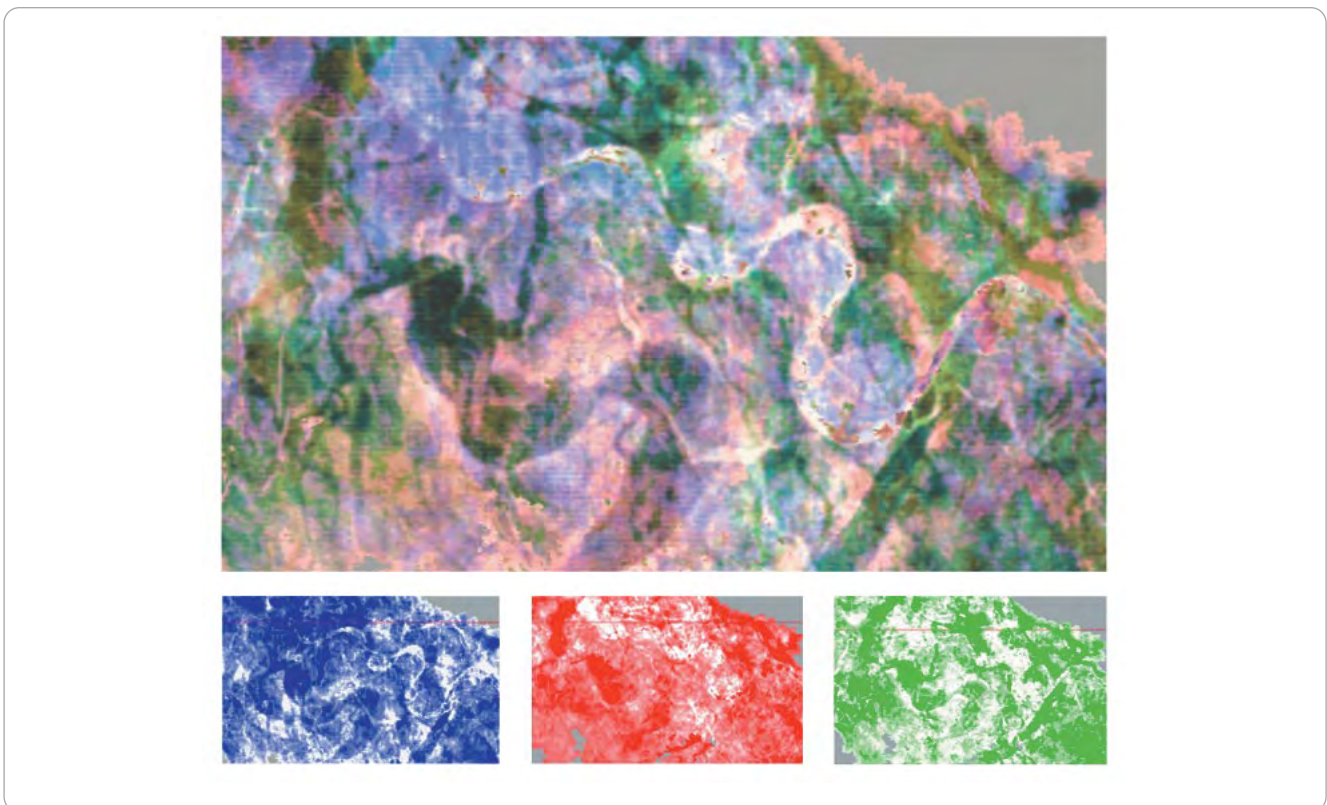
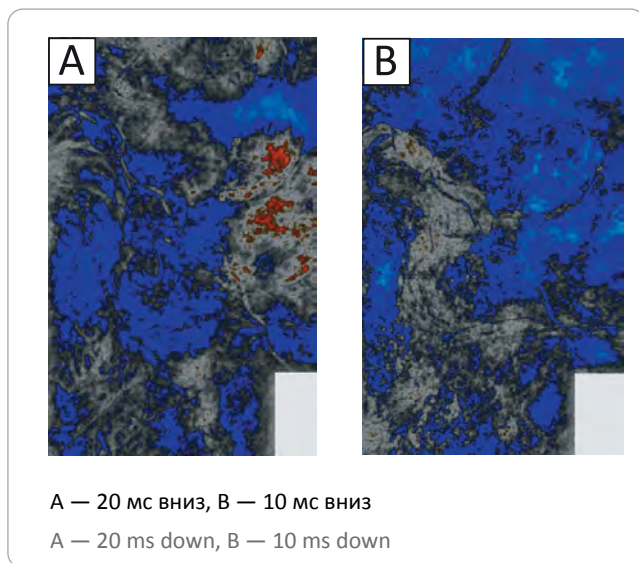


Рис. 12. Карта экстрагированных значений амплитуды
Fig. 12. Map of extracted amplitude values



Авторы статьи [21] отмечают ограничение универсальности этих методов. Они позволяют выделить русла только заранее известной ширины, отличающиеся по амплитуде от вмещающих пород. В более сложных случаях (русло переменной ширины, русловая долина, пересекающиеся объекты) погрешность таких методик фильтрации изображений возрастает.

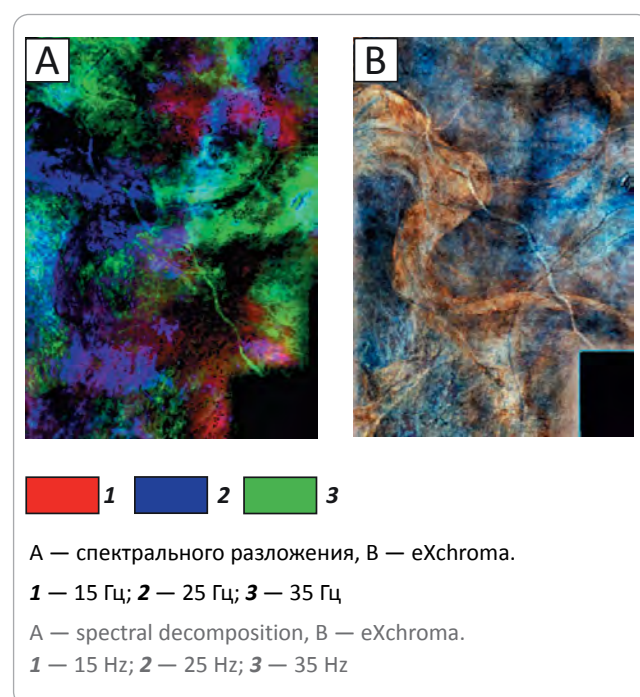
В статье [22] описан опыт применения криволинейного преобразования и морфологического фильтра для детектирования палеоканалов, показывающий хорошую способность изображения края кривой. Авторы подчеркивают, что именно сочетание морфологического градиента с криволинейным преобразованием позволяет более точно закартировать элементы палеоречной системы.

Развитие направления обработки цифровых изображений применительно к сейсмогеологической интерпретации, возможно, в будущем позволит решить задачу автоматизации процесса выделения палеоканалов. В настоящий момент на цветовых картах спектральной декомпозиции палеорусл выделяются вручную, что требует больших затрат времени, приводит к высокой неопределенности, так как ручная интерпретация достаточно субъективна, не учитывает индивидуальных особенностей зрительного восприятия.

Практический пример

Рассмотрим комплексный подход к интерпретации сейсмических данных для изучения палеорусл систем тюменской свиты на примере одного из месторождений Ханты-Мансийского АО. Комплексирование полученной информации об изменчивости динамических характеристик волнового поля в пространстве позволило выделить и закартировать на площади исследования сеть

Рис. 13. Цветовые карты
Fig. 13. Coloured maps



палеорусл, изучение которых осложнено в связи с ограничениями разрешающей способности сейсмического метода. В данном примере были использованы следующие подходы сейсмофациального анализа.

1. Атрибутный анализ поспособствовал экспресс-идентификации палеорусл систем, позволил оценить качество исходных данных и характерные особенности шнурковых аномалий. Однако на картах отобразились только объекты, наиболее контрастно проявленные в волновом поле. В данной работе рассчитывались атрибуты, представленные в библиотеке ПО Petrel, вблизи ОГ Т. Слайсы, демонстрирующие вариации амплитуд в пределах съемки 3D, представлены на рис. 12.

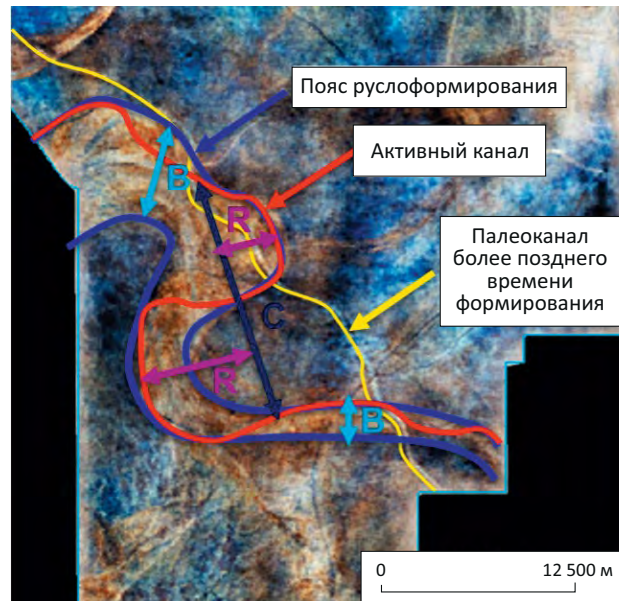
2. Алгоритмы спектральной декомпозиции позволили в значительной степени уточнить конфигурацию и распространение палеорусл. Полученная схема представлена на рис. 13 А. Стоит отметить, что по сравнению с атрибутным анализом, русла и пояса меандрирования выделяются с более высокой степенью детальности и контрастности.

3. Технология eXchroma, реализованная в ПО Petrel и заключающаяся в цветовом смешивании амплитудных срезов, сдвинутых относительно друг друга на дискреты по вертикали, позволила закартировать палеорусл с наиболее высокой степенью детальности. На изучаемой площади данная технология показала наиболее высокую степень детальности и информативности как для палеорусл, так и для поясов руслоформирования. Цветовая карта eXchroma представлена на рис. 13 В.

4. Кластеризация по методу *k*-среднего применялась для фиксации наиболее критичных границ



Рис. 14. Оценка морфологии палеоруслу по параметрам синусоидальности
Fig. 14. Judgmental estimate of paleo riverbed using harmonicity parameters



в вариациях сейсмических атрибутов, что способствовало картированию характерных объектов и определению границ фациальных обстановок.

Оценка информативности перечисленных подходов происходила в процессе работы, в основном на экспертном уровне.

Применение вышеперечисленных подходов позволило закартировать в пределах целевого интервала несколько палеорусел. Для наиболее контрастно проявленного объекта авторами статьи выполнена оценка его морфометрических характеристик [23], представленных на рис. 14, таких как ширина пояса руслоформирования (B), длина излучины (C), радиус кривизны (R). В данном примере предполагаемая средняя мощность русловых отложений, рассчитанная по зависимости Collinson (1987), прогнозируется равной $14,6 \pm 3$ м. В табл. 2 представлены измеренные и рассчитанные параметры геометрии палеоруслу.

Выводы

Предложенная авторами статья является обзорной и посвящена направлениям улучшения сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных. Авторы проанализировали разнообразные подходы и их возможности, сосредоточив свое внимание на интерпретации таких седиментационных объектов, как палеоканалы. В первую очередь, получение сейсмического изображения подобных геологических событий зависит от разрешающей способности сейсмических исследований. Анализ вертикальной и горизонтальной разрешающей способности позволяет сделать

вывод, что качественное сейсмическое изображение во многом зависит от частотных характеристик волнового поля. Примеры синтетического моделирования позволяют определиться с оптимальными значениями.

На этапе интерпретации сейсмических данных работа с частотными характеристиками волнового поля осуществляется интерпретатором через расчет соответствующих частотно-зависимых атрибутов и декомпозицию волнового поля по частотам. Одним из наиболее информативных подходов в настоящий момент является спектральная декомпозиция с синхронной визуализацией, как правило, трех наиболее информативных амплитудных слайсов, полученных в разных полосах частотного диапазона при помощи аддитивной цветовой модели RGB.

Интересным направлением интерпретации представляется графическая «дообработка» изображений, получаемых в результате динамической интерпретации. Развитие этого направления, возможно, в будущем позволит решить задачу автоматизации процесса выделения палеоканалов, что позволит снизить неопределенность и влияние фактора субъективности.

На практическом примере представлен комплексный подход интерпретации сейсмических данных для изучения палеоруловых систем тюменской свиты. В процессе работы для целевого интервала выполнен атрибутный анализ, спектральная декомпозиция, кластеризация, применен подход, реализованный в технологии eXchroma. Оценка информативности перечис-

Табл. 2. Параметры морфологии палеорусл
Tab. 2. Parameters of paleo riverbed morphology

Параметры	Значения, вычисленные по площади исследования
Ширина пояса руслоформирования (<i>B</i>), м	4000
Ширина русла (<i>W</i>), м	450
Длина палеорусл, км	47
Длина долины палеорусл, км	25
Коэффициент извилистости	1,88
Длина излучины (<i>C</i>), м	От 7000 до 10 000
Радиус кривизны (<i>R</i>), м	От 1500 до 2500
Вычисленная средняя мощность в пределах пояса меандрирования (<i>h</i>), м	14,6 ± 3

ленных подходов осуществлялась на экспертном уровне. Применение вышеперечисленных подходов позволило закартировать в пределах целевого

интервала несколько палеорусл и спрогнозировать для одного из них морфометрические характеристики.

Литература

1. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций для студентов специальностей 21.05.02 Прикладная геология, 21.05.03 Технология геологической разведки. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – 171 с.
2. Шериф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка: в 2 т. – М. : Мир, 1987. – Т 1. – 447 с.; Т 2. – 400 с.
3. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.Y. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tche Quimica. – 2020. – № 17. – С. 915–924.
4. Guoqiang X., Bilal U.H. Seismic facies analysis: Past, present, and future // Earth-Science Reviews. – 2022. – V. 224. – 103876. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103876.
5. Ricker N. The Form and Laws of Propagation of Seismic Wavelets // Geophysics. – 1953. – № 18. – С. 10–40. DOI: 10.1190/1.1437843.
6. Widess M.B. How thin is a thin bed? // Geophysics. – 1973. – Т. 38. – № 6. – С. 1176–1180. DOI: 10.1190/1.1440403.
7. Nigel A. Anstey Seismic Interpretation: The Physical Aspects. – Dordrecht : Springer, 1977. – 625 с. DOI:10.1007/978-94-015-3924-1.
8. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data // AAPG & SEG. – 1999. – Т. 42. – № 9. – 665 с. DOI: 10.1190/1.9781560802884.
9. Badley M.E. Practical Seismic Interpretation, International Human Resources Development Corporation, 1985, 266 с. DOI: 10.1121/1.395350.
10. Xin C., Zhaowei L., Zhaofeng W., Wenyuan T., Yaliang X., Yanjing L., Xiaodong W., Hongmei W., Yu J., Xiaohuan Y. Complex Reservoirs Characterisation Technique Based on Geological Seismic Conditioning and its Application in a Oilfield, Middle East // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference : мат-лы между. конф-ции (Абу-Даби, 12–15 ноября, 2018). – 2018. DOI: 10.2118/193239-MS.
11. Yunlong Zh., Cheng Y., Ding F. The identification of thin interbedded sandstone boundaries based on seismic waveform structure attributes // Paper presented at the 2018 SEG International Exposition and Annual Meeting : мат-лы конф-ции (Анахайм, США, 17 октября 2018). – Анахайм, 2018. – С. 1673–1677. DOI: 10.1190/segam2018-2995954.1.
12. Егоров А.С., Глазунов В.В., Сысоев А.П. Геофизические методы поисков и разведки месторождений. – СПб. : Горный университет, 2016. – 275 с.
13. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов / Сост. Р. Дабер, Л. Густафсон, Р. Пеннер и др. – Petrel, Schlumberger, 2007. – 119 с.
14. Chakraborty A., Okaya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods // Geophysics. – 1995. – Т. 60. – № 6. – С. 1906–1916. DOI: 10.1190/1.1443922.
15. Zabibi N.E., Siahkoobi H.R. Single frequency seismic attribute based on Short Time Fourier Transform, Continuous Wavelet Transform, and S Transform : мат-лы шестой международной конф-ции (Калькута, 9–11 января 2006). – Калькута, 2006. – С. 662–666. – Режим доступа: https://spgindia.org/conference/6thconf_kolkata06/222.pdf (дата обращения 18.06.2023)
16. Morlet J., Arens G., Fourgeau E., Glard D. Wave propagation and sampling theory — Part I: Complex signal and scattering in multilayered media // Geophysics. – 1982. – Т. 47. – № 2. – С. 203–221. DOI: 10.1190/1.1441328.
17. Partyka G.A., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. – 1999. – Т. 18. – № 3. – С. 353–360. DOI: 10.1190/1.1438295.
18. Laughlin K., Garossino P., Partyka G. Spectral decomposition applied in 3D // AAPG Explorer. – 2002. – Т. 23. – № 5. – С. 28–31.
19. Chopra S., Marfurt K. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization // SEG Geophysical Development Series – 2007. – № 11. – 481 с. DOI: 10.1190/1.9781560801900.
20. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Комплексное изучение толщи неогеновых отложений Паннонского бассейна на основе сейсмостратиграфических подходов с элементами сейсмофациального анализа // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 631–641. DOI: 10.25515/pmi.2017.6.631.
21. Grinevskiy A., Kazora I., Kerusov I., Miroshnichenko D. Seismic Reservoir Characterization of Tyumen Formation in Frolov Megadepression : мат-лы онлайн конф-ции SPE Russian Petroleum Technology Conference (Октябрь, онлайн, 2021). DOI: 10.2118/206592-MS.

22. Boustani B., Javaherian A., Nabi-Bidhendi M., Torabi S., Amindavar H.R. Mapping channel edges in seismic data using curvelet transform and morphological filter // *Journal of Applied Geophysics*. – 2019. – T. 160. – С. 57–68. DOI: 10.1016/J.JAPPGEO.2018.11.004.

23. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): патент РФ № 2672766. – 2018.

References

1. Nezhdanov A.A. Geologicheskaya interpretatsiya seismorazvedochnykh dannykh: Kurs lektsii dlya studentov spetsial'nostei 21.05.02 "Prikladnaya geologiya", 21.05.03 "Tekhnologiya geologicheskoi razvedki" [Geological interpretation of seismic data: a course of lectures for students specializing in 05.21.02 Applied Geology, 05.21.03 Geological exploration technology]. Tyumen': Tyumenskii industrial'nyi universitet; 2017. 171 p. In Russ.

2. Sheriff R., Geldart L. Seismorazvedka [Seismic survey]: v 2 T. Moscow: Mir; 1987. V. 1. 447 p.; V. 2. 400 p. In Russ.

3. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.Y. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. *Periodico Tche Quimica*. 2020;(17):915–924.

4. Guoqiang X., Bilal U.H. Seismic facies analysis: Past, present, and future. *Earth-Science Reviews*. 2022;(224):103876. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103876.

5. Ricker N. The Form and Laws of Propagation of Seismic Wavelets. *Geophysics*. 1953;(18):10–40. DOI: 10.1190/1.1437843.

6. Widess M.B. How thin is a thin bed? *Geophysics*. 1973;38(6):1176–1180. DOI: 10.1190/1.1440403.

7. Nigel A. Anstey Seismic Interpretation: The Physical Aspects. Dordrecht: Springer; 1977. 625 p. DOI:10.1007/978-94-015-3924-1.

8. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. AAPG & SEG. 1999;42(9):665. DOI: 10.1190/1.9781560802884.

9. Badley M.E. Practical Seismic Interpretation, International Human Resources Development Corporation. 1985, 266 p. DOI: 10.1121/1.395350.

10. Xin C., Zhaowei L., Zhaofeng W., Wenyuan T., Yaliang X., Yanjing L., Xiaodong W., Hongmei W., Yu J., Xiaohuan Y. Complex Reservoirs Characterisation Technique Based on Geological Seismic Conditioning and its Application in a Oilfield, Middle East. In: Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference : mat-ly mezhd. konf-tsii (Abu Dhabi, 12–15 November, 2018). 2018. DOI: 10.2118/193239-MS.

11. Yunlong Zh., Cheng Y., Ding F. The identification of thin interbedded sandstone boundaries based on seismic waveform structure attributes. In: Paper presented at the 2018 SEG International Exposition and Annual Meeting : mat-ly mezhd. konf-tsii (Anaheim, USA, 17 October 2018). Anaheim; 2018. pp. 1673–1677. DOI: 10.1190/segam2018-2995954.1.

12. Egorov A.S., Glazunov V.V., Sysoev A.P. Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdenii [Geophysical methods of prospecting and exploration of deposits]. St. Petersburg: Gornyi universitet, 2016. 275 p. In Russ.

13. Rukovodstvo po interpretatsii seismicheskikh atributov [Guide to Seismic Attribute Interpretation]. In: R. Daber, L. Gustafson, R. Pepper et al. eds. Petrel, Schlumberger, 2007. 119 p. In Russ.

14. Chakraborty A., Okaya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods. *Geophysics*. 1995;60(6):1906–1916. DOI: 10.1190/1.1443922.

15. Zabibi N.E., Siahkoobi H.R. Single frequency seismic attribute based on Short Time Fourier Transform, Continuous Wavelet Transform, and S Transform : mat-ly 6th mezhd. konf-tsii (Kolkata, 9–11 January 2006). Kolkata; 2006. pp.662–666. Available at: https://spgindia.org/conference/6thconf_kolkata06/222.pdf (accessed 18.06.2023)

16. Morlet J., Arens G., Fourgeau E., Glard D. Wave propagation and sampling theory — Part I: Complex signal and scattering in multilayered media. *Geophysics*. 1982;47(2):203–221. DOI: 10.1190/1.1441328.

17. Partyka G.A., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*. 1999;18(3):353–360. DOI: 10.1190/1.1438295.

18. Laughlin K., Garossino P., Partyka G. Spectral decomposition applied in 3D. *AAPG Explorer*. 2002;23(5):28–31.

19. Chopra S., Marfurt K. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *SEG Geophysical Development Series*. 2007(11):481 p. DOI: 10.1190/1.9781560801900.

20. Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A. Kompleksnoe izuchenie tolshchi neogenovykh otlozhenii Pannonskogo basseina na osnove seismostratigraficheskikh podkhodov s elementami seismofatsial'nogo analiza [Comprehensive study of the Neogene deposits of the Pannonian basin based on seismostratigraphic approaches with elements of seismic facies analysis]. *Zapiski Gornogo instituta*. 2017;228:631–641. DOI: 10.25515/pmi.2017.6.631. In Russ.

21. Grinevskiy A., Kazora I., Kerusov I., Miroshnichenko D. Seismic Reservoir Characterization of Tyumen Formation in Frolov Megadepression : mat-ly mezhd. konf-tsii SPE Russian Petroleum Technology Conference (October, Online, 2021). DOI: 10.2118/206592-MS. In Russ.

22. Boustani B., Javaherian A., Nabi-Bidhendi M., Torabi S., Amindavar H.R. Mapping channel edges in seismic data using curvelet transform and morphological filter. *Journal of Applied Geophysics*. 2019;160:57–68. DOI: 10.1016/J.JAPPGEO.2018.11.004.

23. Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A. Sposob prognozirovaniya morfometricheskikh parametrov ruslovykh tel (paleokanalov) [Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels)]: Patent RF № 2672766. 2018. In Russ.

Информация об авторах

Ольнева Татьяна Владимировна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий эксперт

Группа компаний "Газпром нефть",
190000 Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru

Егоров Алексей Сергеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Санкт-Петербургский горный университет,
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия д. 2
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-3501-9145

Орешкова Мария Юрьевна

Аспирант

Санкт-Петербургский горный университет,
199106 Санкт-Петербург,
Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: s215017@stud.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-9643-0253

Information about authors

Tatiana V. Ol'neva

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading expert

Gazprom neft company group,
3–5, ul. Pochtamtskaya, Saint Petersburg, 190000, Russia
e-mail: Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru

Aleksei S. Egorov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

St. Petersburg Mining University,
2, 21st Vasilyevskogo ostrova line, Saint Petersburg, 199106, Russia
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-3501-9145

Mariya Yu. Oreshkova

Postgraduate

St. Petersburg Mining University,
2, 21st Vasilyevskogo ostrova line,
Saint Petersburg, 199106, Russia
e-mail: s215017@stud.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-9643-0253