



ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЙВЛЕТОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ХАРАКТЕРИСТИК ПАЛЕОРУСЕЛ

Даниил Иванович Косташук¹, Георгий Михайлович Митрофанов^{2,✉}

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

^{1,2}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

²Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия,

¹d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

Аннотация. Представлены результаты исследования атрибутов, которыми являются значения амплитуд, полученные при вейвлет-разложении на трех фиксированных частотах. Такие атрибуты используются для RGB-визуализации. Сравнение RGB-карт, построенных с применением четырех вейвлетов: Рикера, Морле, Гаусса, Шеннона, позволило определить оптимальный тип вейвлета, обеспечивающего наилучшее выделение палеорусла. Значения атрибутов также использовались для количественной оценки эффективной мощности отложений, относящихся к палеоруслу. Результаты прогнозных оценок, построенных на основе линейной связи, сопоставлялись со значениями толщины, полученными по скважинам. При решении данной задачи оптимальным оказался вейвлет, отличный от того, который обеспечил наилучшее выделение палеорусла с применением RGB-технологии.

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, вейвлет, интерпретация данных, палеорусло, эффективная мощность пласта

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0017).

Для цитирования: Косташук Д.И., Митрофанов Г.М. Выбор оптимальных вейвлетов при определении характеристик палеорусел // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 74–86. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-74.

OPTIMAL WAVELET SELECTION UNDER DETERMINING OF THE PALAEOCHANNEL FEATURES

Daniil I. Kostashchuk¹, Georgy M. Mitrofanov^{2,✉}

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{1,2}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,

¹d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

Abstract. We present the results of the study of attributes, which are values of amplitudes obtained by wavelet decomposition at three fixed frequencies. Such attributes are used for RGB visualization. Comparison of RGB maps constructed using four wavelets: Ricker, Morlet, Gauss, Shannon, allowed us to determine the optimal type of wavelet that provides the best allocation of the paleochannel. The attribute values were also used to quantitatively assess the effective thickness of sediments related to the paleochannel. The results of the predictive estimates constructed on the basis of a linear

relationship were compared with the thickness values obtained from wells. When solving this problem, the optimal wavelet was different from the one that provided the best allocation of the paleochannel using RGB technology.

Keywords: seismic exploration, attribute analysis, wavelet, data interpretation, paleochannel, effective reservoir thickness

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0017.

For citation: Kostashchuk D.I., Mitrofanov G.M. Optimal wavelet selection under determining of the palaeochannel features // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 3. P. 74–86. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-74.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с выработкой и истощением крупных и относительно простых по своей структуре месторождений, открытие новых скоплений углеводородов в большей степени связано уже не с антиклинальными ловушками, а с ловушками сложного строения [Варламов и др., 2019]. Вследствие этого, все большую популярность приобретают различные инструменты качественной и количественной интерпретации сейсморазведочных данных, основанные на анализе атрибутов. Одним из таких инструментов является спектральная декомпозиция, позволяющая выделять структурные и литологические особенности изучаемых геологических объектов, в частности, палеорусла, конусы выноса и мутьевые потоки [Chopra, Marfurt, 2007; Буторин, 2016; Муртазин, 2020].

Спектральная декомпозиция, как и многие другие инструменты атрибутного анализа, имеет дело с интегральными характеристиками волнового поля, дающими обобщенное представление о свойствах изучаемого объекта. Такими характеристиками могут быть амплитудно-частотные характеристики заданных базисных функций. При использовании классического спектрального разложения базисными функциями являются гармоники. Современный спектральный анализ позволяет использовать разнообразные базисные функции, в частности, порождаемые вейвлетами [Daubechies, 1990; Астафьева, 1996; Яковлев, 2003]. Для одновременного анализа трех амплитудно-частотных характеристик, полученных в результате спектрального разложения сейсмической трассы, применяется алгоритм RGB-визуализации. Алгоритм присваивает каждой амплитудно-частотной характеристике свой цвет: красный (R), зеленый (G), синий (B). Интенсивность цвета зависит от значения амплитуды базисной функции. Нулевое значение соответствует черному цвету [Буторин, 2016].

Таким образом, получаем визуальное представление о распределении амплитудно-частотных характеристик выбранной базисной функции по трем доминантным частотам в анализируемом интервале сейсмического волнового поля на участке исследуемой площади. Распределение амплитуд определяется как обстановкой осадконакопления, так и качеством сейсмического материала, а его интерпретация опытом специалиста, информацией геофизического исследования скважин (ГИС) и наличием образцов керна, что является одним из важнейших элементов качественной интерпретации сейсморазведочных данных [Ольнева, 2017]. Но особенно значимо наличие керна и ГИС для количественной интерпретации. Оно позволяет устанавливать регрессионные зависимости между интегральными характеристиками волнового поля и свойствами коллектора, такими как эффективная мощность, пористость, глинистость и многими другими. В последующем построенные зависимости используются для прогноза свойств коллектора по сейсмическим данным [Логонов, Лаврик, 2010; Никульников, 2012].

Решение количественных задач требует детального изучения используемых атрибутов, являющихся основой для построения регрессионных моделей и их возможных связей с параметрами среды. В частности, при спектральной декомпозиции важным моментом является выбор базисных функций, определяющих получаемое распределение амплитудно-частотных характеристик. Исследование влияния параметров пласта на спектральные характеристики отраженных сейсмических сигналов проводится длительное время [Гурвич, 1956; Берзон, 1965]. Но ее активному использованию в интерпретации сейсмических данных способствовала работа [Partyka et al., 1999], где на модели выклинивающегося пласта, ставшей уже классической, рассматривалось поведение амплитудно-частотных компонент, определяемых на основе оконного преобразования Фурье, в зависимости от мощности пласта. Затем статьи [Bahorich et al., 2002; Laughlin et al., 2002] продемонстрировали возможности метода RGB-визуализации для выделения потенциальных коллекторов и показали взаимосвязь между характеристиками тонкого слоя и амплитудой спектральных составляющих на моделях идеализированных каналов. В книге [Chopra, Marfurt, 2007] были рассмотрены различные методы атрибутного анализа, включая спектральную декомпозицию, и их применение при определении характеристик резервуаров. В диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук [Никульников, 2012] была предложена методика прогнозирования залежей углеводородов, базирующаяся на применении спектральной декомпозиции сейсмических данных и ГИС. В работе [Буторин, 2016] доказано преимущество использования вейвлет-преобразования по сравнению с преобразованием Фурье и рассмотрен процесс интерпретации результатов непрерывного вейвлет-преобразования как с позиций качественного, так и количественного прогноза. Также были разработаны новые подходы к анализу спектральных данных: методика расчета цифровых RGB-массивов для их визуализации в геологических пакетах; создана база псевдотрехмерных палеток; разработан алгоритм получения спектральной кривой, позволяющий использовать многомерные статистики. В последующем разработана новая методика анализа результатов спектральной декомпозиции – кластеризация спектральных кривых с сортировкой центров таких кластеров [Муртазин, 2020].

Во многих работах, включая перечисленные, указывалось на актуальность задачи выбора вейвлета для спектральной декомпозиции. С целью демонстрации влияния вейвлета на результаты спектральной декомпозиции, как при качественной, так и при количественной интерпретации сейсморазведочных данных, нами были использованы четыре типа вейвлетов: Гаусса, Рикера, Морле и Шеннона при RGB-визуализации особенностей строения исследуемого объекта. Также по результатам вейвлет-разложения сейсмических данных, расположенных вблизи скважин, были определены оценки эффективной мощности целевого отложения с применением линейной регрессии, которые сопоставлялись с данными исследования скважин.

МОДЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

С целью анализа зависимости результатов спектральной декомпозиции от выбранного вейвлета выполним моделирование отражения от выклинивающегося пласта (рис. 1, а). Построение модельных трасс выполнялось простейшим способом посредством свертки коэффициентов отражения, рассчитанных по значениям параметров, представленных в табл. 1, с заданным импульсом [Гурвич, 1956]. В качестве импульса был взят Рикер с частотой 20 Гц.

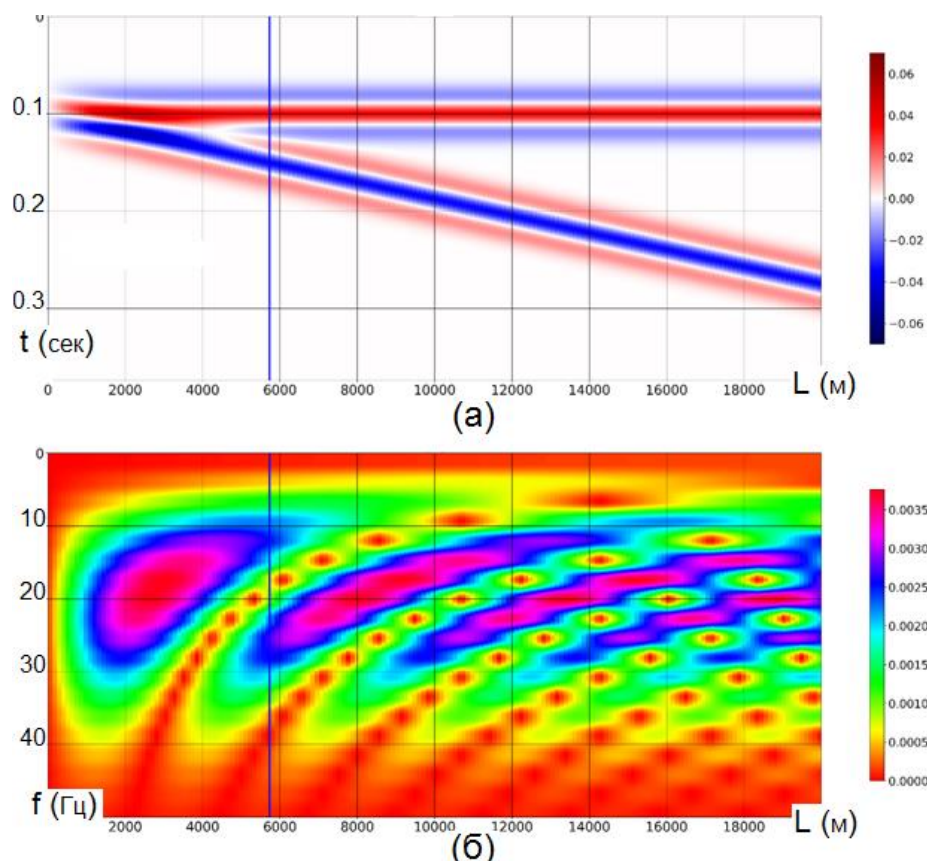


Рис. 1. Модельное отражение от клина (а) и значения амплитудных спектров трасс (б).

Таблица 1

Параметры модели

	V_P	Плотность
Клин	3500 м/с	2.4 г/см ³
Вмещающий слой	2800 м/с	2.3 г/см ³

Для анализа поведения амплитудно-частотных характеристик вдоль всего выклинивающегося пласта применим к каждой модельной трассе преобразование Фурье (рис. 1, б). Область интерференции отраженных сигналов от кровли и подошвы клина указана синей линией для временного и спектрального представления. Внутри области интерференции наблюдается следующее поведение амплитудно-частотных характеристик: наиболее тонкой части клина соответствуют повышенные значения амплитуд высокочастотных гармоник; по мере увеличения мощности происходит смещение максимальных значений амплитуд к низким частотам. При дальнейшем увеличении мощности в область завершения интерференции происходит повторное увеличение амплитуд высокочастотных гармоник. Такое поведение амплитудно-частотных гармоник в отражениях волн позволяет выделять выклинивающиеся тела при помощи RGB-визуализации [Partyka, 1999].

Для сравнения RGB-визуализации результатов спектральной декомпозиции при одинаковых доминантных частотах, выполненной с применением различных вейвлетов, использовались четыре вейвлета: Рикера, Морле, Гаусса и Шеннона (рис. 2). Аналитическое представление для данных вейвлетов приведено в Приложении.

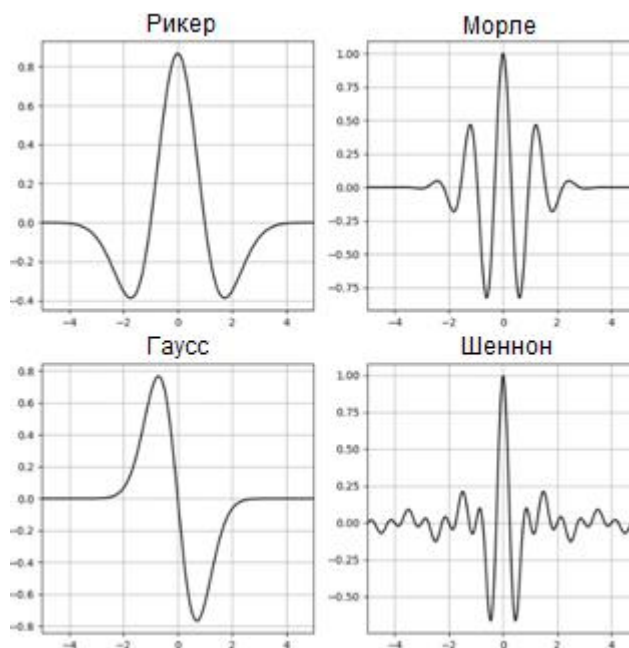


Рис. 2. Вейвлеты Рикера, Морле, Гаусса и Шеннона.

Результаты спектральной декомпозиции, выполненной с применением указанных вейвлетов с доминантными частотами 20–30–40 Гц, для модели клина представлены на рис. 3. Указанные частоты являются наиболее распространенными при проведении анализа сейсмических данных с использованием RGB-визуализации [Краснов, Буторин, 2018]. Видно, что выклинивающаяся часть окрашивается в характерную градацию цвета: точка выклинивания характеризуется светло-голубым цветом и при увеличении мощности клина цвет меняется на красный, а затем на синий и переходит в зеленый. Признак, основанный на градации цвета, позволяет выделять различные части выклинивающих тел при анализе реальных сейсмических материалов.

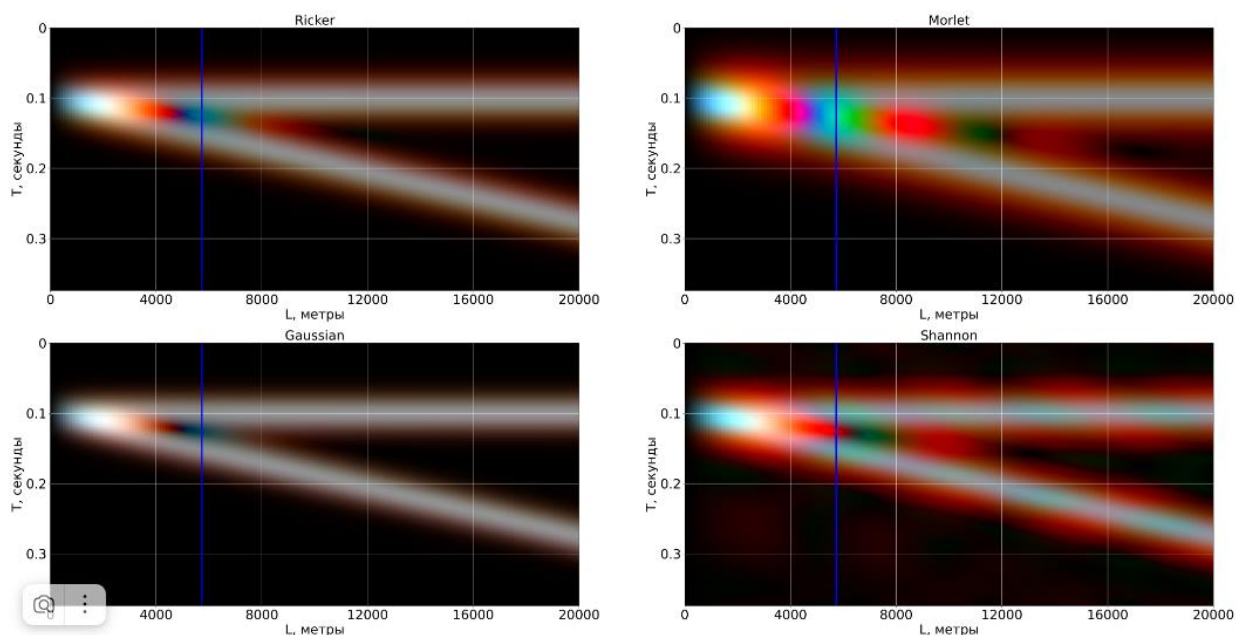


Рис. 3. RGB-визуализация результатов спектральной декомпозиции для модели клина, выполненной при использовании четырех вейвлетов: Рикера, Морле, Гаусса 1-порядка и Шеннона с доминантными частотами 20 (Red) – 30 (Green) – 40 (Blue) Гц.

Кроме того, не трудно заметить, что вейвлеты Рикера и Гаусса характеризуются менее выраженной градацией цвета вне области интерференции в отличие от вейвлетов Морле и Шеннона. Следовательно, вейвлеты Рикера и Морле обеспечивают более высокое разрешение и большую детализацию маломощных объектов при качественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции, что является положительным моментом при использовании данных вейвлетов.

Полученный результат позволяет предположить, что вейвлеты Гаусса и Рикера при качественной интерпретации реальных сейсмических данных, могут обеспечивать более четкую цветовую картину с большим количеством деталей, чем вейвлеты Шеннона и Морле.

РЕАЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Данные для выполнения исследований взяты из курса Буторина А.В. «Python в сейсморазведке». (<https://youtu.be/P6jBNO6iNjQ?si=97K4IXS0goJN7QSD>). Шаг дискретизации составлял 0.002 с. Срезы по 511 inline и 400 xline представлены на рис. 4.

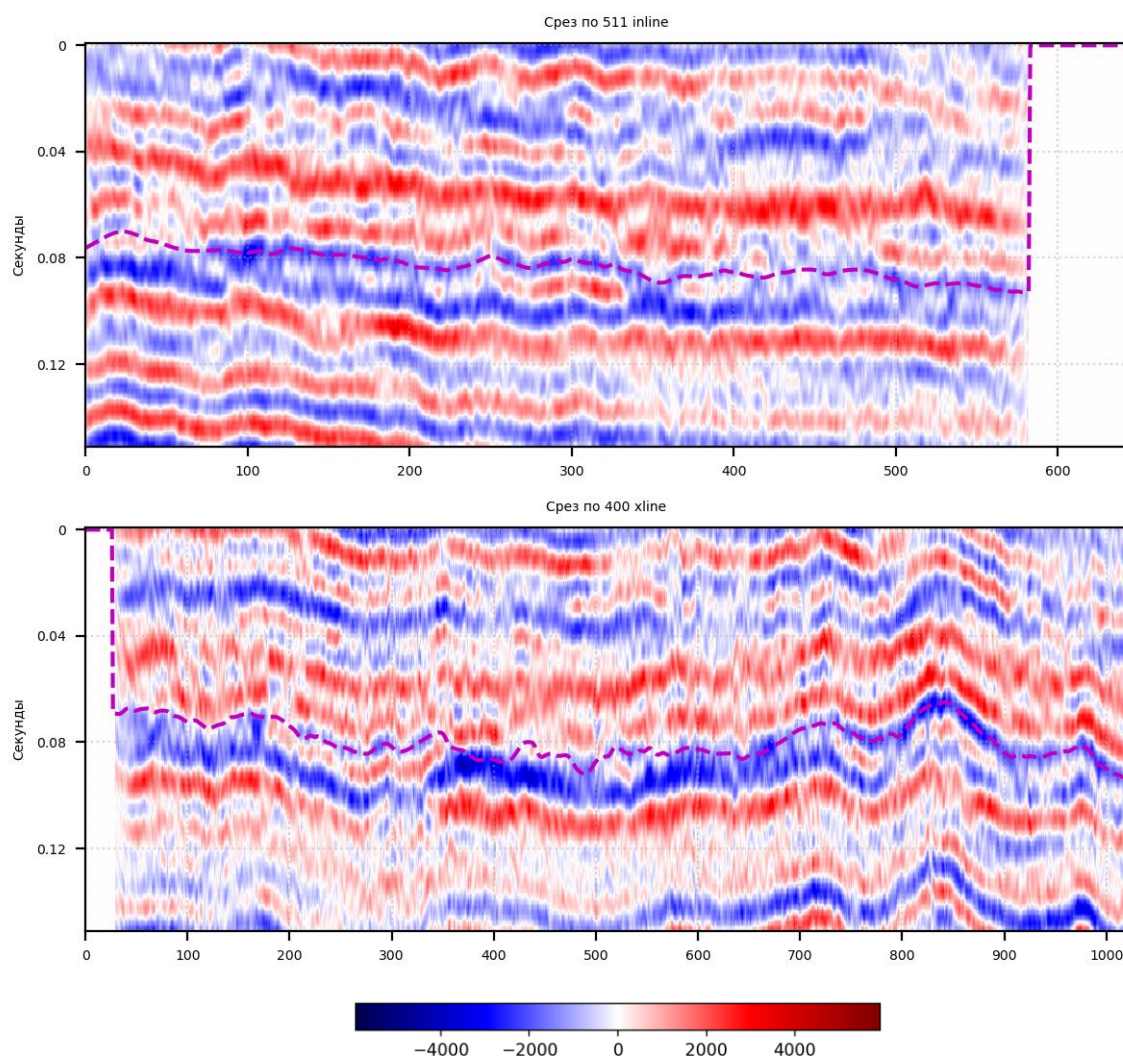


Рис. 4. Срезы сейсмического куба, пунктиром показан рассматриваемый отражающий горизонт.

Объектом изучения является пласт AC_{11}^2 черкашинской свиты неокомского комплекса в регионе Ханты-Мансийского автономного округа [Корочкина, 2017]. Основные залежи нефти соответствуют

песчаным фациям аккреционных комплексов меандрирующих рек. Формирование дельт речного типа происходит в конце регрессивного цикла седиментации с последующим захоронением их в период трансгрессии. Распределительные каналы верхней дельтовой равнины практически неотличимы от меандрирующих русел. Формирование широких и мощных русловых поясов не происходит из-за часто изменяющегося режима седиментации, что в свою очередь приводит к захоронению аккреционных кос среди пойменных отложений с большим содержанием глинистого материала мелководно-морского происхождения. В пределах нижней дельтовой равнины каналы спрямляются и делятся, теряя при этом водность и глубину.

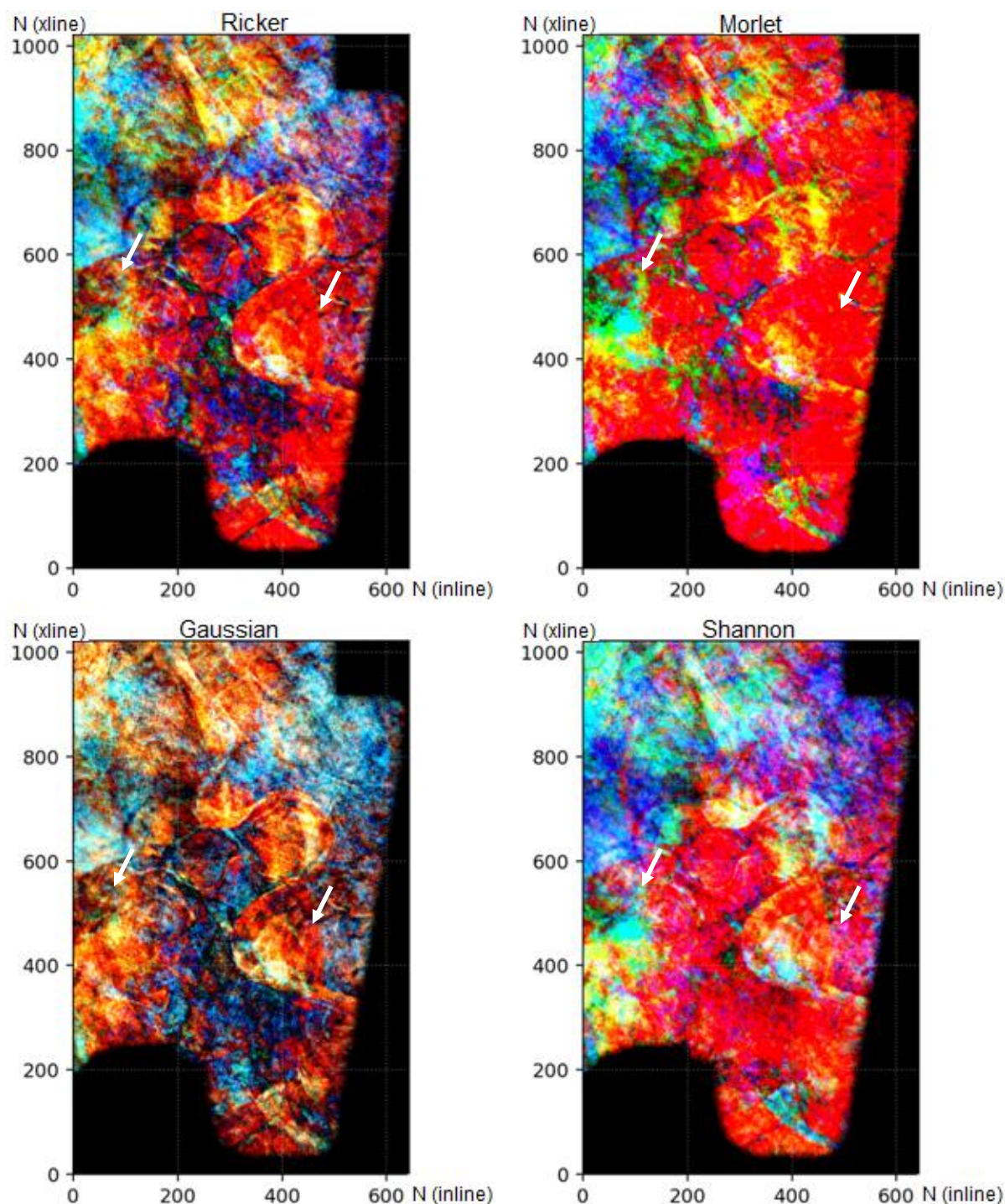


Рис. 5. Результаты RGB-визуализации спектральной декомпозиции пласта AC_{11}^2 при помощи вейвлетов Рикера, Морле, Гаусса 1-порядка и Шеннона с доминантными частотами 20 (Red) – 30 (Green) – 40 (Blue) Гц.

В литологическом отношении отложения меандровых кос представлены массивными мелко-среднезернистыми песчаниками, которые сменяются вверх по разрезу косоволнистыми песчаниками, постепенно переходящими в песчаные аргиллиты, а иногда в угленосные слои. По всему разрезу наблюдаются углисто-глинистые намывы, обломки углефицированной растительности, древесины. Размеры ритмов в отложении кос изменяются от 10–50 см в приподошвенной части до 40–120 см в кровельной, а общая мощность отложений изменяется от 2.5 до 22.5 м [Муртазин, 2020].

Результаты RGB-визуализации спектральной декомпозиции при помощи вейвлетов Рикера, Морле, Гаусса и Шеннона с доминантными частотами 20–30–40 Гц, амплитудно-частотные характеристики которых соответствуют интенсивности красного, зеленого и синего цветов, показаны на рис. 5. Подобные же частоты использовались на уровне модельного эксперимента. По ним видно, что результаты, полученные при помощи вейвлетов Рикера и Гаусса, обладают большей однозначностью и разрешенностью. Это особенно заметно по более четким контурам меандровых кос и проявлению мелких каналов (на рисунке указаны белыми стрелками).

Однако остается открытым вопрос: «Какой вейвлет лучше, Рикера или Гаусса?» На него сложно ответить с точки зрения качественной интерпретации данных. В связи с этим приведем слова Р.Е. Шериффа о том является ли интерпретация «искусством» или наукой, актуальной и на сегодняшний день. «Сегодня это скорее искусство – выделение на разрезах характерных комбинаций отражений и их интерпретация с помощью изрядной доли воображения. Однако это искусство, не терпящее вольностей, не выходящее за рамки, определяемые фундаментальными положениями» [Вейл и др., 1982, с. 34].

Чтобы ответить на поставленный вопрос, обратимся к количественной интерпретации сейсморазведочных данных. Как было показано выше, спектральная декомпозиция показывает особенности изменения мощностей маломощных тел. Поэтому при помощи регрессии и обучающей выборки скважин спрогнозируем эффективную мощность исследуемого объекта.

ПОСТРОЕНИЕ РЕГРЕССИОННЫХ СВЯЗЕЙ

В значительном числе реальных экспериментов, из-за влияния различных неучтенных факторов и помех наблюдения, y будут в большей или меньшей степени отклоняться от линейной зависимости по выбранным признакам [Демиденко, 1981]. Следовательно, зависимость y от набора признаков: $x_1, x_2, \dots, x_m$ будет иметь стохастический характер. Представим ее следующим образом:

$$y_t = \alpha_1 x_{t1} + \alpha_2 x_{t2} + \dots + \alpha_m x_{tm} + \varepsilon_t, \quad t = 1, \dots, n. \quad (1)$$

Данное выражение называется уравнением линейной регрессии. Здесь индекс t определяет положение точки наблюдения, в которой значения признаков известны. Неизвестными величинами являются параметры: $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m$, которые нужно оценить. ε_t – случайная величина, присутствующая в наблюдениях.

Запишем уравнение линейной регрессии для определения эффективной мощности целевого горизонта h . В качестве признаков будем использовать значения амплитуд различных частотных гармоник, которые получаются при вейвлет-разложении с использованием указанных вейвлетов с различными доминантными частотами (20–30–40 Гц.). Соответствующее уравнение имеет вид:

$$h_t = \alpha_1 f_{20t} + \alpha_2 f_{30t} + \alpha_3 f_{40t} + \varepsilon_t, \quad t = 1, \dots, n, \quad (2)$$

где h_t – эффективная мощность, определяемая в скважине t ; f – значение амплитудно-частотной характеристики, определяемое на основе вейвлет-разложения волнового поля, регистрируемого в окрестности скважины t ; ε_t – некоторая помеха или остаточная составляющая модели.

Результаты регрессионного анализа позволяют определить не только вид регрессионной модели, но и оценить среднеквадратическое отклонение (STD) прогнозных значений от истинных для изучаемой величины. Значения STD эффективных мощностей рассматриваемого объекта, рассчитанных с использованием указанной линейной модели, представлены на рис. 6.

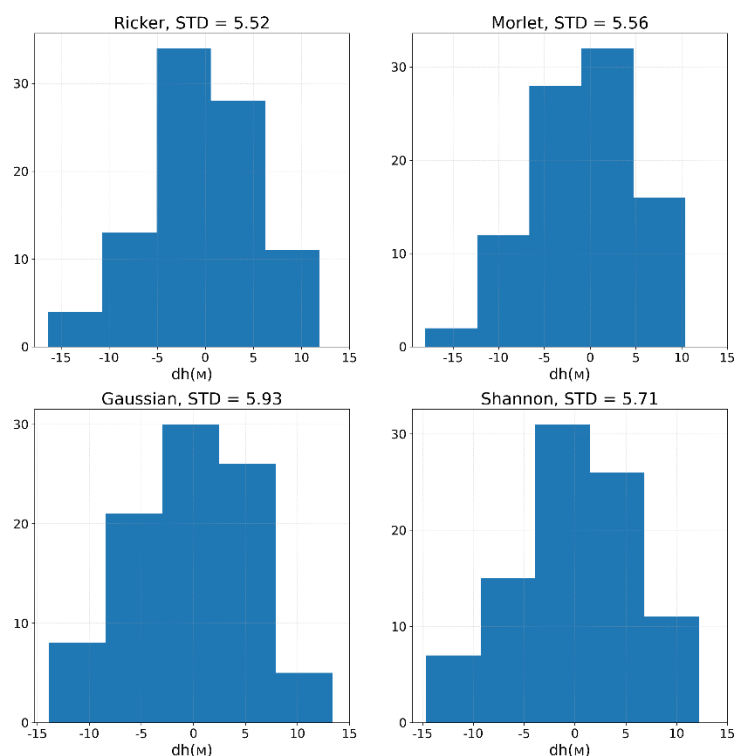


Рис. 6. Гистограммы разностей прогнозных и истинных значений эффективной мощности Δh_t .

По данным результатам видно, что наименьшим значением STD обладает вейвлет Рикера. Это может быть связано с тем, что данный вейвлет обладает оптимальным разрешением, т. е. он сглаживает некоторые особенности маломощных тел, которые более четко видны на RGB-визуализации результатов спектральной декомпозиции при помощи вейвлетов Гаусса, но при этом не сильно сглаживает основное тело палеорусла, как вейвлет Морле и Шеннона (см. рис. 5).

Таким образом, можно утверждать, что при количественной интерпретации данных наблюдается результат отличный от результата качественной интерпретации сейсморазведочных данных. В данном случае наилучшим результатом обладают вейвлет Рикера со значением STD 5.52 м.

ВЫВОДЫ

Спектральная декомпозиция является важным инструментом, как для качественной, так и для количественной интерпретации сейсмических данных. Но, как и любой другой инструмент, требует аккуратного и осмысленного подхода. Одним из вопросов, который может возникнуть при интерпретации, как было показано выше, является выбор вейвлета. Так вейвлеты, показывающие наилучшие результаты

при качественной интерпретации, могут показать средние результаты при количественной интерпретации. И наоборот: вейвлет, показавший средний результат для качественной интерпретации, может дать наилучший результат с наименьшей ошибкой при количественной интерпретации.

Еще одним методическим результатом работы является демонстрация того, что выбор вейвлета зависит от поставленной задачи и не всегда выбор «популярного» вейвлета, давшего хорошие результаты при решении некоторых задач, может оказаться эффективным в конкретном рассматриваемом случае.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Астафьева Н.М.** Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // Успехи физических наук. 1996. Т. 166, № 11. С. 1145–1170.
- Берзон И.С.** Об использовании модели тонкослоистой среды при совместном использовании амплитудных и фазовых спектральных характеристик слоя // Известия АН СССР, Сер. Физика Земли. 1965. № 6. С. 1–9.
- Буторин А.В.** Изучение детального строения Ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10. СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. 141 с.
- Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г.** Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазовых провинциях России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22. doi:10.31087/0016-7894-2019-3-9-22.
- Вейл П.Р., Грегори А.П., Митчем Р.М. мл., Шерифф Р.Е.** Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. 375 с.
- Гурвич И.И.** Анализ отражений от тонких пластов // Прикладная геофизика. 1956. Вып. 15. С. 23–30.
- Демиденко Е.З.** Линейная и нелинейная регрессии. М.: Финансы и статистика, 1981. 302 с.
- Дьяконов В.П.** Вейвлеты. От теории к практике. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: СОЛОН-Пресс, 2010. 400 с.
- Корочкина Н.С.** Выделение литологических ловушек в аллювиальных отложениях на примере Верхнесалымского месторождения // Геофизика. 2017. № 4. С. 33–40.
- Краснов Ф.В., Буторин А.В.** Оптимизационная методика выбора частот для получения RGB-представления результатов спектральной декомпозиции // International Journal of Open Information Technologies. 2018. Т. 6, № 11. С. 21–27.
- Логинов Д.В., Лаврик С.А.** Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 1. С. 10.
- Муртазин Д.Г.** Методика комплексной интерпретации спектральной декомпозиции для сейсмофациального анализа и параметризации литологических ловушек: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. СПб., 2020. 120 с.
- Никульников А.Ю.** Интерпретация данных сейсморазведки 3D на основе спектральной декомпозиции и нелинейных зависимостей динамических атрибутов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. М., 2012. 109 с.
- Ольнева Т.В.** Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 157 с.
- Яковлев А.Н.** Введение в вейвлет-преобразования: Учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 104 с.

- Bahorich M., Motsch A., Laughlin K., Partyka G.** Amplitude responses image reservoir // *Hart's E&P*. 2002. January. P. 59–61.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization // *SEG Geophysical Development Series*. 2007. No. 11. 465 p.
- Daubechies I.** The wavelet transform time-frequency localization and signal analysis // *IEEE Transactions on Information Theory*. 1990. Vol. 36 (5). P. 961–1004. doi:10.1109/18.57199.
- Laughlin K., Garossino P., Partyka G.** Spectral decomp applied to 3D // *AAPG Explorer*. 2002. Vol. 23 (5). P. 28–31.
- Partyka G., Gridley J., Lopez J.** Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // *The Leading Edge*. 1999. Vol. 18. P. 353–360. doi:10.1190/1.1438295.

REFERENCES

- Astaf'eva N.M.** Wavelet analysis: basic theory and some applications // *Advances in Physical Sciences*. 1996. Vol. 166 (11). P. 1145–1170.
- Bahorich M., Motsch A., Laughlin K., Partyka G.** Amplitude responses image reservoir // *Hart's E&P*. 2002. January. P. 59–61.
- Berzon I.S.** On the use of the thin-layer medium model in the joint use of amplitude and phase spectral characteristics of a layer // *Izvestiya Akademii Nauk USSR, Ser. Physics of the Earth*. 1965. No. 6. P. 1–9.
- Butorin A.V.** Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on spectral decomposition of seismic wave fields: PhD Dissertation (geol.-min. sciences: 25.00.10) (In Russ.). VSEGEI, St. Petersburg, 2016. 141 p.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization // *SEG Geophysical Development Series*. 2007. No. 11. 465 p.
- Daubechies I.** The wavelet transform time-frequency localization and signal analysis // *IEEE Transactions on Information Theory*. 1990. Vol. 36 (5). P. 961–1004. doi:10.1109/18.57199.
- Demidenko E.Z.** Linear and Nonlinear Regressions (In Russ.). Finance and Statistics, Moscow, 1981. 302 p.
- Diakonov V.P.** Wavelets. From theory to practice. 2nd ed., revised and expanded (In Russ.). SOLON-Press, Moscow, 2010. 400 p.
- Gurvich I.I.** Analysis of reflections from thin layers // *Applied Geophysics*. 1956. Vol. 15. P. 23–30.
- Korochkina N.S.** Lithologic trap delineation at fluvial deposits in Upper-Salym field // *Geophysics*. 2017. No. 4. P. 33–40.
- Krasnov F.V., Butorin A.V.** Optimization methodology for the selection of frequencies to produce an RGB representation of the results of spectral decomposition // *International Journal of Open Information Technologies*. 2018. Vol. 6 (11). P. 21–27.
- Laughlin K., Garossino P., Partyka G.** Spectral decomp applied to 3D // *AAPG Explorer*. 2002. Vol. 23 (5). P. 28–31.
- Loginov D.V., Lavrik S.A.** Some methods of determining an informative set of seismic attributes for forecasting reservoir properties // *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. 2010. Vol. 5 (1). P. 10.
- Murtazin D.G.** Methodology for comprehensive interpretation of spectral decomposition for seismic facies analysis and parameterization of lithological traps: PhD Dissertation (technical sciences: 25.00.10) (In Russ.). St. Petersburg, 2020. 120 p.

Nikulnikov A.Yu. Interpretation of 3D seismic survey data based on spectral decomposition and nonlinear dependencies of dynamic attributes: PhD Dissertation (technical sciences: 25.00.10) (In Russ.). Moscow, 2012. 109 p.

Olneva T.V. Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in seismic imagery (In Russ.). Institute of Computer Research, Moscow-Izhevsk, 2017. 157 p.

Partyka G., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. 1999. Vol. 18. P. 353–360. doi:10.1190/1.1438295.

Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Petrova Ju.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia // Russian Oil and Gas Geology. 2019. No. 3. P. 9–22. doi:10.31087/0016-7894-2019-3-9-22.

Veil P.R., Gregory A.P., Mitcham R.M. Jr., Sheriff R.E. Seismic Stratigraphy (In Russ.). Mir, Moscow, 1982. 375 p.

Yakovlev A.N. Introduction to wavelet transforms: Textbook (In Russ.). NSTU Publishing, Novosibirsk, 2003. 104 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ

1. Вейвлет Рикера получается при помощи двойного дифференцирования функции Гаусса [Яковлев, 2003]. При этом форма материнского вейвлета и его спектра имеет вид:

$$\psi(t) = (1 - t^2)e^{-\frac{t^2}{2}}, \quad (3)$$

$$\psi(\omega) = (i\omega)^2 \sqrt{2\pi} e^{-\frac{\omega^2}{2}} \quad (4)$$

2. Вейвлет Морле во временной (5) и частотной (6) области имеет следующий вид [Буторин, 2016]:

$$\psi(t) = e^{-\frac{t^2}{a^2}} (e^{ik_0 t} - e^{-\frac{k_0^2 a^2}{4}}), \quad (5)$$

$$\psi(\omega) = a\sqrt{\pi} (e^{-\frac{a^2(k_0 - \omega)^2}{4}} - e^{-\frac{a^2(k_0 + \omega)^2}{4}}), \quad (6)$$

где a задает ширину гауссианы, k_0 задает частоту плоской волны.

3. Вейвлет Гаусса 1-порядка, который так же называется WAVE-вейвлет, имеет следующий вид во временной и частотной области [Яковлев, 2003]:

$$\psi(t) = -te^{-\frac{t^2}{2}}, \quad (7)$$

$$\psi(\omega) = (i\omega)\sqrt{2\pi} e^{-\frac{\omega^2}{2}}. \quad (8)$$

4. Вейвлет Шеннона выражается следующим образом [Дьяконов, 2010]:

$$\psi(t) = \sqrt{B} \frac{\sin(\pi B t)}{\pi B t} e^{i2\pi C t}, \quad (9)$$

где B – ширина полосы частот, C – центральная частота.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОСТАЩУК Даниил Иванович – магистрант НГУ, инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: атрибутивный и сейсмофациальный анализ, разработка алгоритмов определения характеристик целевых геологических объектов.

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович – доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка методов и технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, решение обратных задач геофизики.

*Статья поступила в редакцию 12 июля 2024 г.,
одобрена после рецензирования 3 декабря 2024 г.,
принята к публикации 5 декабря 2024 г.*