



МОДЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ОТ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА

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 математического моделирования тонкого и выклинивающегося пласта с переменной мощностью, пористостью и слоем минерализованной воды. По данным моделям рассчитаны значения двенадцати атрибутов. Полученные результаты демонстрируют возможные связи отдельных из рассматриваемых атрибутов как с пористостью, так и мощностью. По другим атрибутам наблюдаются связи только с мощностью, а по отдельным атрибутам выявлены связи с мощностью и слоем минерализованной воды. Таким образом, выполненное моделирование позволило сформировать группы атрибутов, позволяющие оптимизировать определение характеристик объектов, и продемонстрировало их возможные нелинейные связи с атрибутами.

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, связь атрибутов со свойствами среды, моделирование

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. Модельные эксперименты для выявления зависимостей сейсмических атрибутов от характеристик коллектора // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 59–77. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-59.

MODEL EXPERIMENTS TO IDENTIFY RELATIONSHIPS BETWEEN SEISMIC ATTRIBUTES AND RESERVOIR CHARACTERISTICS

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. The results of mathematical modeling of a thin and wedging formation with variable thickness, porosity, and a layer of mineralized water are presented. The values of twelve attributes were calculated using these models. The results demonstrate possible relationships of some attributes under consideration with both porosity and thickness. Other attributes show relationships only with thickness, while individual attributes reveal relationships with thickness and a layer of

mineralized water. Thus, the modeling performed allowed us to form groups of attributes that optimize the determination of object characteristics and demonstrated their possible nonlinear relationships with attributes.

Keywords: seismic exploration, attribute analysis, relationship of attributes with properties of the medium, modeling

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. Model experiments to identify relationships between seismic attributes and reservoir characteristics // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 59–77. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-59.

ВВЕДЕНИЕ

Моделирование является полезным инструментом для выявления зависимостей, которые могут присутствовать в реальных данных. Даже простые модельные эксперименты, основанные на операции свертки, играли важную роль во многих научных исследованиях и активно применялись при построении решений практических задач [Spencer, 1960; Müller, 1968; Гогоненков, 1987; Lyons, 1997; Partyka et al., 1999; Yilmaz, 2001; Плескунов, 2014; Буторин, 2016; Муртазин, 2021]. Широкое использование операции свертки в решении сейсмических задач начинается с начала 50х гг. двадцатого столетия в связи с разработкой метода предсказывающей деконволюции в США [Wadsworth et al., 1953]. Метод эффективно применялся при решении проблемы реверберации и оценки глубинного геологического строения. Он позволил обеспечить связь между физической теорией распространения сейсмических волн и математическими идеями теории связи. Его применение при обработке сейсмограмм показало, что можно преобразовать слабо интерпретируемые данные в информацию о глубинно-тектоническом строении [Сильвия, Робинсон, 1983].

При моделировании сейсмической трассы с использованием операции свертки предполагаются следующие допущения [Yilmaz, 2001]:

- 1) среда состоит из горизонтальных слоев с постоянной скоростью;
- 2) источник генерирует плоскую волну сжатия, которая имеет нормальное падение на границы слоя. В таком случае сдвиговые волны не генерируются.

Сверточная модель трассы определяется выражением

$$x(t) = w(t) * e(t) + n(t),$$

где $x(t)$ – модельная трасса, $w(t)$ – исходный сейсмический импульс (вейвлет), $e(t)$ – импульсный отклик среды, $n(t)$ – случайный шум. Более подробно алгоритм построения сейсмических трасс, определяющих моделируемый разрез, при помощи операции свертки будет описан ниже.

Для анализа значений сейсмических атрибутов при различных характеристиках пласта использовались различные геологические модели, полученные путем свертки коэффициентов отражения с некоторым сигналом. Одной из классических является модель выклинивающегося пласта, с помощью которой была продемонстрирована возможность использования спектральной декомпозиции для выделения маломощных тел в сейсмических данных [Partyka et al., 1999]. Данная модель часто используется в современных работах [Никульников, 2012; Буторин, 2016; Муртазин, 2021]. В частности, она применялась для анализа значений вейвлет-разложения от мощности пласта.

Анализ сейсмических атрибутов стал ключевым инструментом интерпретации данных сейсморазведки с 1930-х гг., когда впервые была выполнена оценка времени пробега отражений с

применением когерентных накоплений. За прошедший период атрибутный анализ существенно расширил свои возможности, став одним из основных инструментов решения задачи определения статических и динамических характеристик коллекторов, включая эффективную мощность, пористость, флюидонасыщенность и др. [Chopra, Marfurt, 2005; Косентино, 2007]. Формально, атрибутом является любой функционал сейсмического волнового поля, полученный с применением математических операций и помогающий визуально усилить или количественно оценить особенности, представляющие интерес для интерпретации [Chopra, Marfurt, 2007]. Современные методы предполагают использование нескольких атрибутов [Barnes, 2000; Косентино, 2007] с анализом их связей с физическими свойствами и особенностями строения изучаемых объектов [Kalkomey, 1997].

В настоящее время многомерный атрибутный анализ активно развивается с применением методов статистической обработки данных и машинного обучения [Никитин, Петров, 2008; Логинов, Лаврик, 2010; Qi et al., 2020; Owusu et al., 2024]. С целью изучения возможных зависимостей значений атрибутов от величины мощности, пористости и водонасыщения пород нами было выполнено моделирование, основанное на операции свертки, для двенадцати сейсмических атрибутов. Выбор атрибутов определялся их широкой распространенностью в открытых научных публикациях.

ВЫПОЛНЯЕМОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для анализа зависимости значений сейсмических атрибутов от значений общей пористости и мощности будут использоваться выражения, приведенные в работах [Wyllie et al., 1956; Меркулов, 2008; Борисов и др., 2017]. По ним рассчитываются значения скорости продольной волны и плотности от значения коэффициента общей пористости. Также используется классическая модель выклинивающегося пласта, указанная во введении.

Моделирование волновых полей выполнялось на основе выражения сверточной модели для случая $n(t) = 0$. Параметры моделей задаются значениями скорости продольной волны и плотности. При этом предполагается определенная гетерогенность моделируемой среды. При моделировании не учитывается миграция волнового поля и процесс образования отраженных и кратных волн. Данные допущения позволяют провести эксперимент в условиях «идеального» поля, которое состоит только из полезных однократно отраженных волн, и каждая точка отражающей границы располагается на соответствующей ей глубине.

Для построения моделируемого разреза первоначально необходимо рассчитать акустические жесткости модели, определяемые произведением скорости волны V и плотности среды ρ [Боганик, Гурвич, 2006]:

$$AI = \rho V. \quad (1)$$

В литературе помимо термина «акустическая жесткость» встречается термин «акустический импеданс», что обозначает то же самое.

Далее для построения разреза необходимо рассчитать коэффициенты отражения для каждой моделируемой трассы. Коэффициент отражения A_k вычисляется по формуле (2) и ограничен пределами от -1 до 1 [Боганик, Гурвич, 2006]:

$$A_k = \frac{AI_{k+1} - AI_k}{AI_{k+1} + AI_k}, \quad (2)$$

где A_k – акустическая жесткость слоя.

Следующим шагом необходимо выполнить свертку трасс коэффициентов отражения с некоторым сигналом. Сверткой трассы коэффициентов отражения $f(t)$ некоторого сигнала $y(t)$ называется функция $q(t)$, которая задается равенством:

$$q(t) = \int_0^t f(\tau)y(t - \tau)d\tau. \quad (3)$$

Данную функцию обозначают $q = f * y$. Значение данной функции в точке t может быть записано $q(t) = f(t) * y(t)$. Таким образом (Плескунов, 2014):

$$f(t) * y(t) \stackrel{\text{def}}{=} \int_0^t f(\tau)y(t - \tau)d\tau. \quad (4)$$

В качестве вейвлета для свертки с трассой коэффициентов отражения будет использоваться один из «популярных» вейвлетов (Буторин, 2016; Муртазин, 2021) – вейвлет Рикера, который получается при помощи двойного дифференцирования функции Гаусса и задается следующими формулами:

$$\psi(t) = \frac{t^2}{dt^2} e^{-\frac{t^2}{2}}, \quad (5)$$

$$\psi(\omega) = \sqrt{2\pi}\omega^2 e^{-\frac{\omega^2}{2}}. \quad (6)$$

Данный вейвлет имеет хорошую локализацию во временной и в частотной областях (Буторин, 2016).

Пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы. Под пустотами понимаются все поры и трещины. Пористость обозначается символом $\emptyset$ и принимает значения от 0 до 1 или от 0 до 100 %, но в расчетах всегда используются относительные единицы.

Пористость рассчитывается из следующего соотношения (Меркулов, 2008):

$$\emptyset = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{V_{\text{образца}} - V_{\text{скелета}}}{V_{\text{образца}}}, \quad (7)$$

где $V_{\text{пор}}$ – поровый объем, $V_{\text{образца}}$ – объем образца, $V_{\text{скелета}}$ – объем твердых частиц, составляющих скелет.

Выделяют несколько типов пористости (Меркулов, 2008):

общая пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы;

открытая пористость – отношение объема открытых (связанных между собой) пор к общему объему породы;

эффективная пористость – отношение объема связанного порового пространства, в котором возможно движение флюидов, к общему объему пор.

В геофизике широко используется зависимость скорости упругих продольных волн от пористости (Ризниченко, 1949) или «уравнение интервального среднего времени» или уравнение, которое основано на представлении горной породы в виде совокупности зерен, между которыми присутствует флюид (Wyllie et al., 1956). Как было указано выше, объем порового пространства горных пород включает в себя объем межзернового пространства и объем трещин, поэтому, изучая экспериментально влияние пористости на скорость распространения упругих волн, исследователи имеют дело с «интегральным» проявлением данного параметра (Жуков, Кузьмин, 2020).

Уравнение интервального среднего времени выглядит следующим образом (Wyllie et al., 1956):

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1 - \phi}{V_m}, \quad (8)$$

где V_p – скорость продольной волны в породе, V_f – скорость распространения продольной волны во флюиде, V_m – скорость распространения продольной волны в минеральном скелете, ϕ – коэффициент общей пористости.

Зависимость плотности от пористости выражается через уравнения Гассмана (Gassmann, 1951). Данная зависимость выражается следующим образом (Gassmann, 1951; Меркулов, 2008; Борисов и др., 2017):

$$\rho = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m, \quad (9)$$

где ρ – объемная плотность породы, ρ_f – плотность флюида, заполняющего поры, ρ_m – минералогическая плотность, ϕ – коэффициент общей пористости.

ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЕЙ

Используя формулы (8), (9) и (1) для расчета значений V_p и ρ (средние значения V_f , V_m , ρ_f , ρ_m взяты из табл. 1 для нефти и песчаника) и акустического импеданса AI вычислим значения коэффициентов отражения (2), чтобы построить синтетический разрез горизонтально-слоистой среды, включающей слой переменной, общей пористостью ϕ от 0.01 до 0.99 (рис. 1).

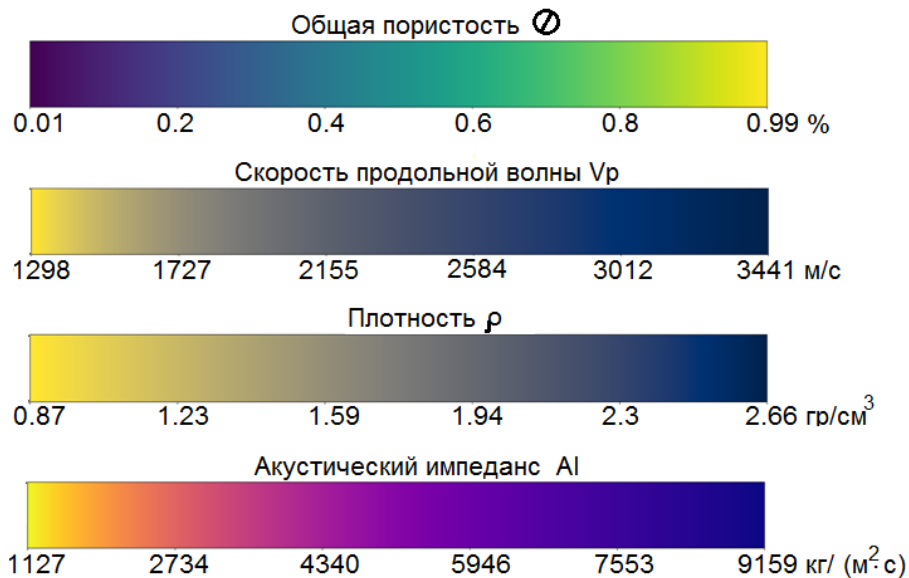


Рис. 1. Расчет значений V_p , плотности ρ и акустического импеданса AI в зависимости от изменения значения общей пористости ϕ .

Коэффициент общей пористости песчаных и алевроитовых пород варьируется от значений нескольких десятых долей до значений больше 0.5; значения общей пористости карбонатных и кремнистых групп пород – от значений меньших десятых долей до 50–70 %. В схожих пределах изменяется ϕ углей и торфа, от нескольких сотых долей до десятых долей изменяется коэффициент общей пористости соляных пород, а для отдельных типов осадочных пород ϕ изменяется еще меньше, но

все же иногда в значительных пределах (Зеливянская, 2015). Значения пористости отдельных пород приведены в табл. 2.

Таблица 1

Скорость и плотность горных пород (Физические свойства ..., 1984)

Порода	Плотность, г/см ³	V_p , м/с	$t_{ск\ p}$, мкс/м	V_s , м/с	$t_{ск\ s}$, мкс/м	V_p/V_s
Песчаник крепко сцементированный	2.65–2.71	3700–5500	170	2300–3400	260	1.5–1.6
Песчаник слабо сцементированный (рыхлый)	2.65–2.71	2800–4500	182	1750–2800	290	1.6
Аргиллит консолидированный (Н>2000 м)	2.3–2.74	3000–4200	270	–	–	1.7–1.9
Аргиллит (глина) плохо консолидированный (Н<2000 м)	1.2–2.4	1550–3000	330	–	–	–
Известняк	2.71	3800–6250	155	1950–3300	312	1.9
Доломит	2.87	4400–7400	142	2500–4100	256	1.8
Ангидрит	2.97–3.07	5600–6000	167	–	297	1.78
Гипс	2.32	5400–5600	178	–	334	1.87
Вода пресная	1.0–1.05	1550–	–	–	–	–
Вода минерализованная	1.05–1.24	–1720	–	–	–	–
Нефть	0.80–0.90	1290	800	–	–	–
Газ (метан)	$1.29 \cdot 10^{-3}$	2330	430	–	–	–

Таблица 2

Значения коэффициента общей пористости горных пород (Зеливянская, 2015)

Порода	ϕ , %	Порода	ϕ , %
Песок	4–50	Пепел	28–66
Алеврит	1–50	Кремень	1–6
Песчаный ил	30–70	Мел	10–55
Песчаник	0.5–40	Известковый ил	65–87
Кварцит	0.2–20	Известняк	0.5–48
Лёсс	30–60	Мрамор	0.1–22
Глинистый ил	50–80	Доломит	0.1–37
Глина	4–75	Гипс	1–37
Аргиллит	1–30	Ангидрит	0.2–17
Диатомит	30–80	Каменная соль	0–5

АНАЛИЗИРУЕМЫЕ АТТРИБУТЫ

Для анализа был выбран набор, состоящий из 12 атрибутов [Митрофанов и др., 2024]:

1. Первыми тремя атрибутами были выбраны мгновенная амплитуда ($A1$), мгновенная фаза ($A2$) и мгновенная частота ($A3$), т. к. они являются традиционными при динамической интерпретации сейсморазведочных данных (Тяпкин и др., 1986). При их расчете происходит переход от исходной сейсмической трассы $x(t)$ к ее аналитической форме при помощи преобразования Гильберта, которое формирует мнимую составляющую, являющуюся ортогональным дополнением исходной трассы:

$$z(t) = x(t) + iy(t), \quad (10)$$

где i – мнимая единица. Построение $z(t)$ лучше выполнять с переходом в спектральную область, вычисляя спектр первоначальной трассы. Значения функций $x(t)$ и $y(t)$ позволяют определить значения указанных атрибутов, как некоторых интегральных оценок, относящихся к исследуемому интервалу записи $T = (t_1, t_2)$:

$$A1 = \sum_{t \in T} R(t), \quad R(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2}, \quad (11)$$

$$A2 = \sum_{t \in T} \varphi(t), \quad \varphi(t) = \arctg\left(\frac{y(t)}{x(t)}\right), \quad (12)$$

$$A3 = \sum_{t \in T} \omega(t), \quad \omega(t) = \frac{d\varphi(t)}{dt}. \quad (13)$$

С данными атрибутами связан атрибут $A9$, представляющий собой отношение $A1$ к $A3$:

$$A9 = \frac{A1}{A3}. \quad (14)$$

2. В качестве четвертого атрибута будет использоваться амплитуда вдоль рассматриваемого горизонта:

$$A4 = \text{Оригинальная амплитуда вдоль горизонта.}$$

3. При определении значений атрибутов $A5$, $A6$ и $A7$ выполнялось стандартное вейвлет-разложение по целевому интервалу при помощи вейвлета Рикера с доминантными частотами 20, 30 и 40 Гц.

4. При расчете значений атрибута $A8$ в целевом интервале трассы, содержащем N отсчетов, выполняется определение среднеквадратической амплитуды (RMS) по следующей формуле:

$$A8 = \sqrt{N^{-1} \sum_{n=1}^N x_n^2}. \quad (15)$$

5. Атрибут $A10$ является стандартным отклонением спектра мгновенной мощности относительно его среднего значения. Требуемое значение спектра мощности рассчитывается на основе автокорреляционной функции исходной трассы $x(t)$.

6. При расчете значения атрибута A_{11} используются сглаженные значения атрибута A_1 , по которым определяется абсолютное значение производной от огибающей по времени или мера скорости относительного изменения амплитуды.

7. Атрибут A_{12} рассчитывается из значений атрибутов A_3 и A_{10} :

$$A_{12} = \frac{A_3}{2 \times A_{10}}. \quad (16)$$

МОДЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Используя полученные значения акустического импеданса, построим модельный разрез для слоя мощностью 20 м с изменяющейся пористостью. При построении разреза использовался вейвлет Рикера с доминантной частотой 30 Гц [Вейл и др., 1982]. Вид разреза показан на рис. 2.

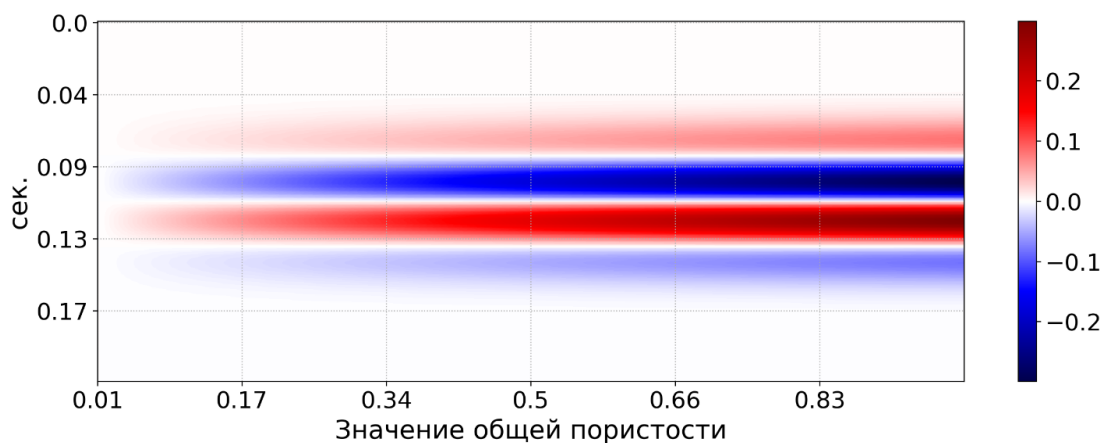


Рис. 2. Модель горизонтального тонкого слоя (мощностью 20 м) с изменяющейся пористостью (возрастает слева направо).

Далее для полученного разреза были рассчитаны сейсмические атрибуты A_1 – A_{12} . Значения для каждого атрибута вдоль верхнего коэффициента отражения показаны на рис. 3. Видно, что некоторые из выбранных атрибутов (A_2 , A_3 , A_{10} , A_{12}) не чувствительны к изменению пористости. Другие атрибуты (A_1 , A_4 – A_9 , A_{11}) имеют некоторую нелинейную зависимость, связанную с изменением пористости, которая может перейти в линейную при меньшем изменении пористости. Наблюдается отрицательный тренд для атрибута A_4 .

Для анализа зависимости значений сейсмических атрибутов от мощности и связанных с этим изменением эффектов интерференции построим классическую модель пласта, которая использовалась во многих работах (Partyka et al., 1999; Буторин, 2016; Муртазин, 2021). Одной из основополагающих работ, в которой использовалась модель клина, является (Partyka et al., 1999). В данной работе авторы рассматривают эффекты, вызванные интерференцией и связанные с выбором размера окна при анализе тонких слоев. Используя постоянное значение пористости вдоль всей модели, был построен синтетический разрез выклинивающегося пласта (рис. 4) с углом выклинивания 1° . На основе этой модели рассматривались различного типа вариации атрибутов как в зависимости от мощности, так и пористости, а также зависимость этих атрибутов при появлении водонасыщенного пласта.

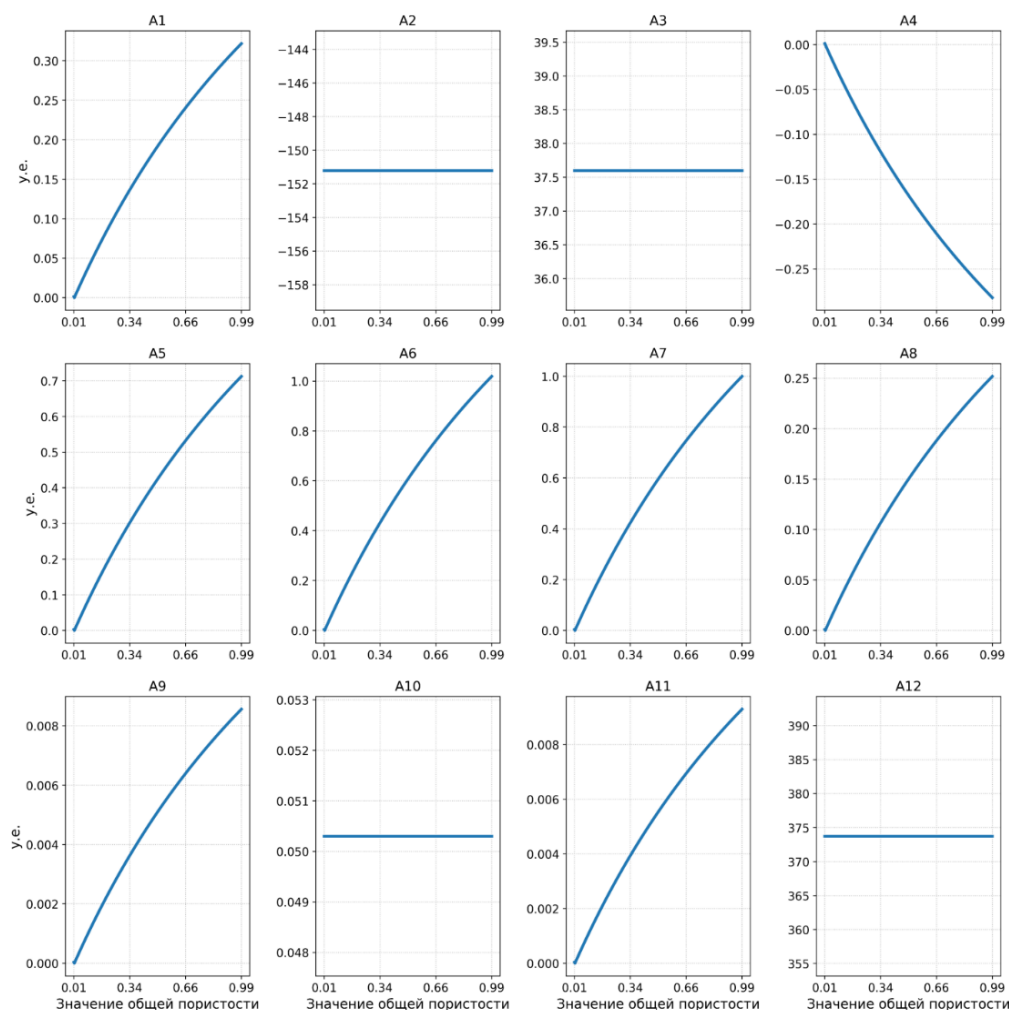


Рис. 3. Значения сейсмических атрибутов A1– A12, рассчитанные по синтетическому разрезу горизонтального тонкого слоя с переменной пористостью, взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

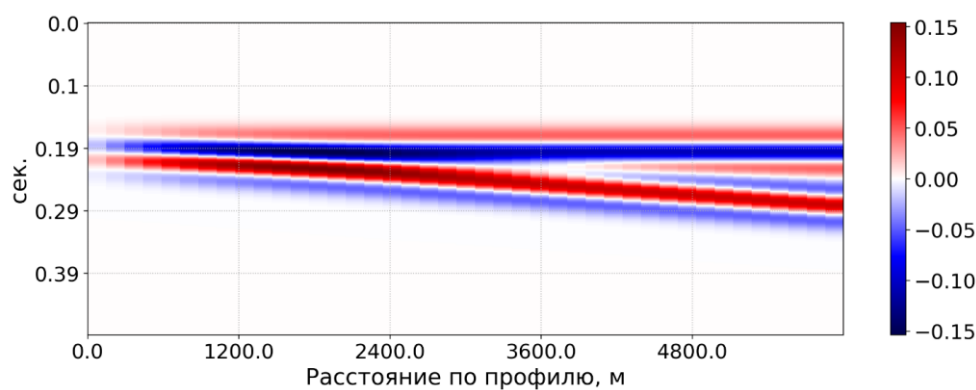


Рис. 4. Сверточная модель выклинивающего пласта с постоянной пористостью.

Далее по синтетическому разрезу выклинивающего пласта были рассчитаны сейсмические атрибуты A1– A12. Значения для каждого атрибута вдоль верхнего коэффициента отражения показаны на рис. 5. Видно, что зависимости значений атрибутов от изменения мощности имеют сложный нелинейный характер.

Рассмотрим синтетический разрез выклинивающего пласта, в котором пористость растет слева направо (рис. 6). В данном случае наблюдается некий восходящий нелинейный тренд (рис. 7) значений

атрибутов: A1, A5, A6–A9, A11, а в значениях атрибута A4 наблюдается нисходящий тренд. Указанные атрибуты могут быть отнесены к чувствительным по пористости.

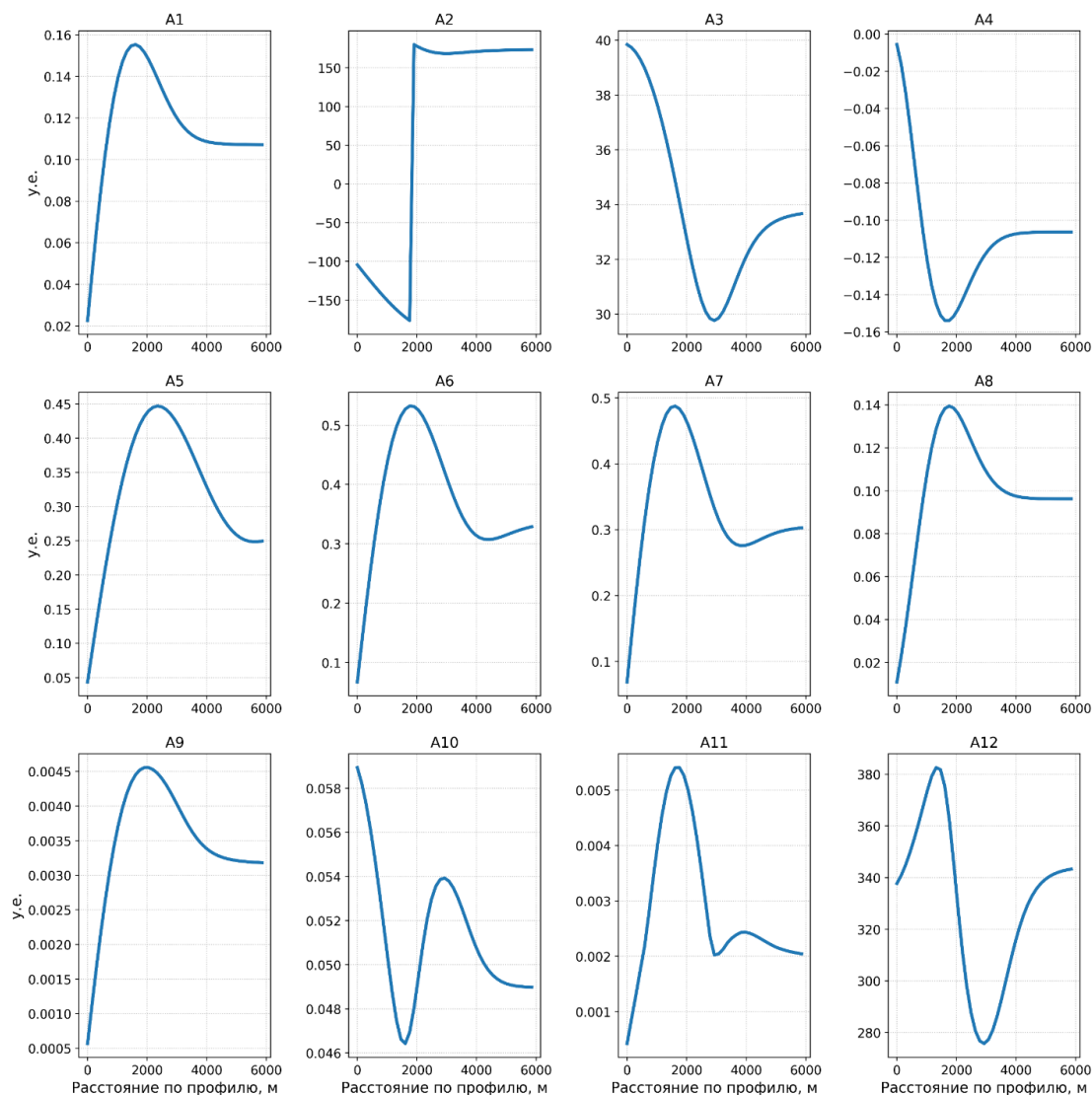


Рис. 5. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта, взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

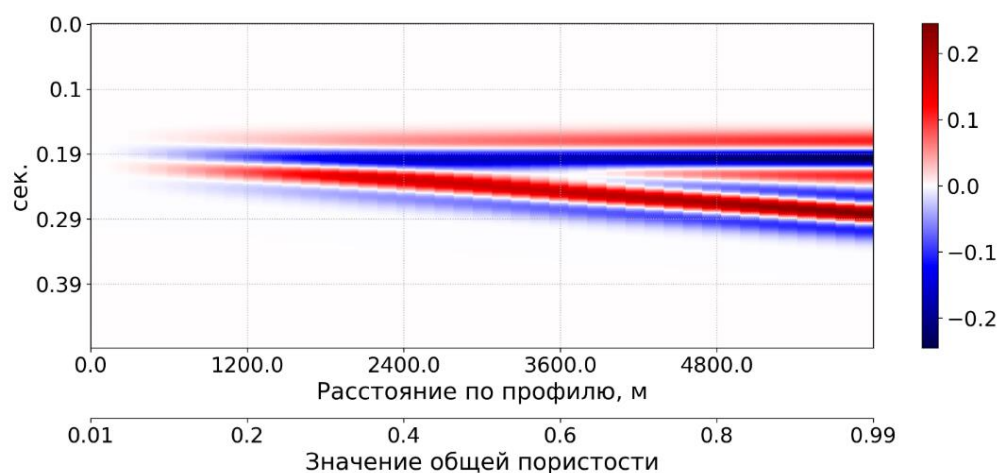


Рис. 6. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет слева направо).

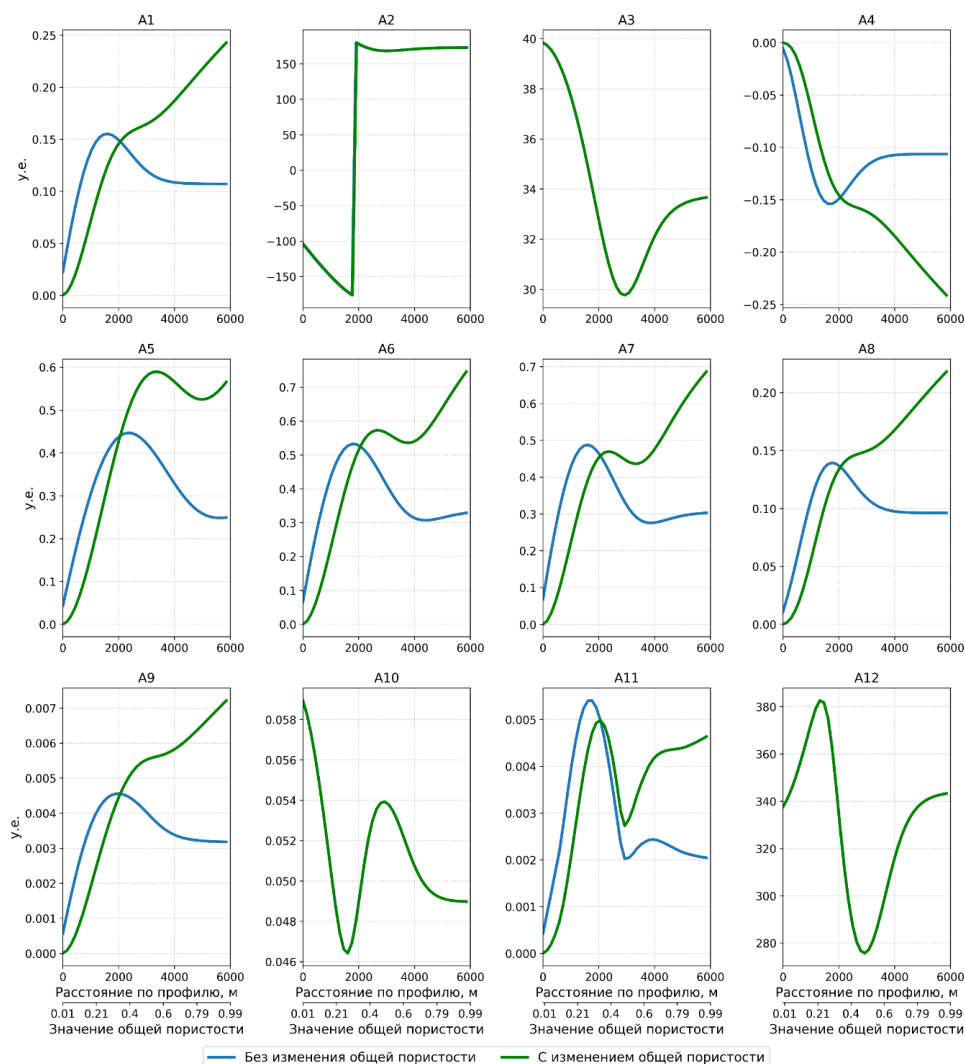


Рис. 7. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет) и переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет слева направо), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

Теперь рассмотрим модель, в которой пористость растет справа налево (рис. 8). В этом же случае у значений атрибутов от изменения мощности и пористости наблюдается некоторый параболический тренд (рис. 9), за исключением атрибутов A2, A3, A10, A12.

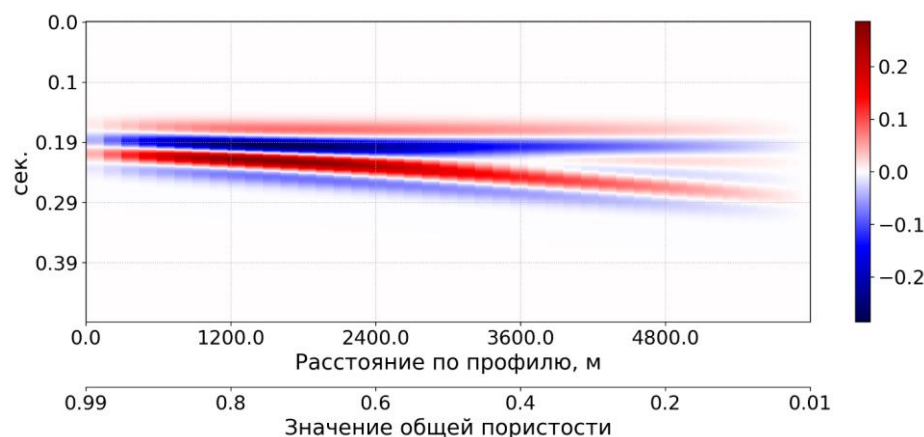


Рис. 8. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет справа налево).

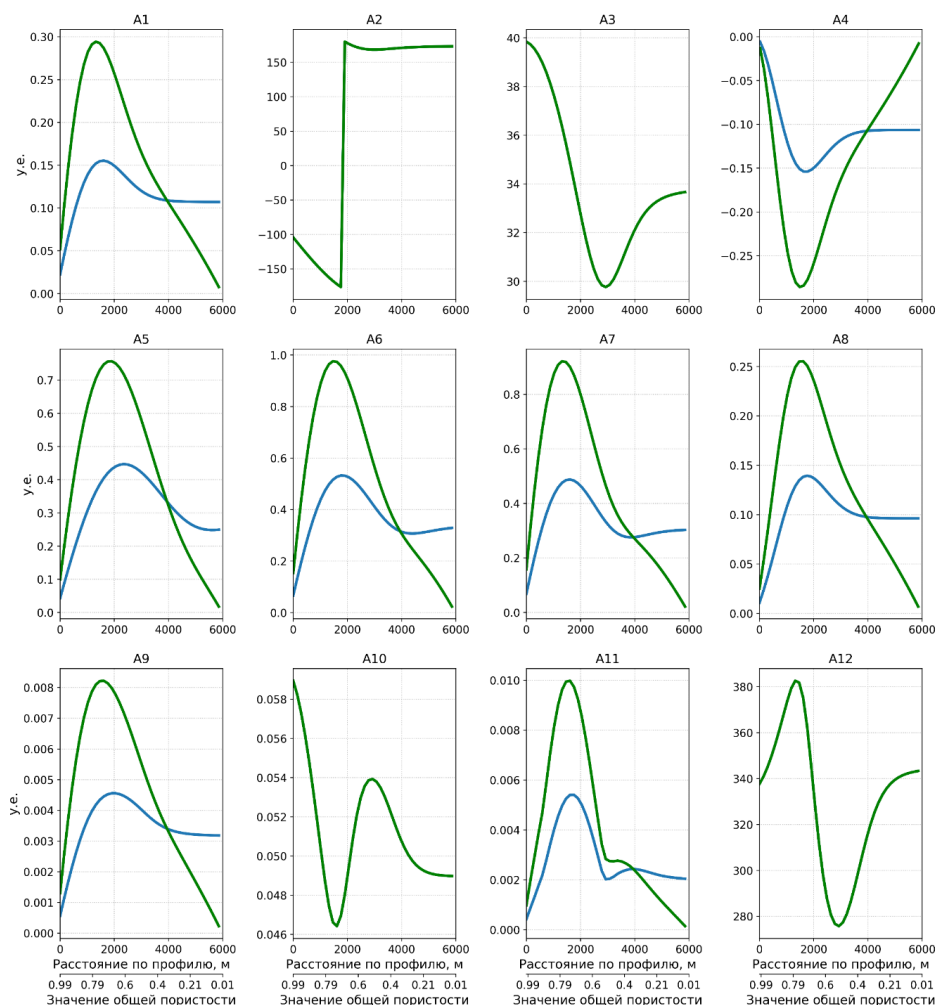


Рис. 9. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет) и переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет справа налево), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения. Усл. обозн. см. на рис. 7.

Далее добавим в модель с переменной пористостью (в данном случае пористость растет слева направо) горизонтальный слой минерализованной воды, начинающийся с пунктирной линии (рис. 10). По графикам атрибутов видно (рис. 11), что к слою минерализованной воды оказались чувствительны только атрибуты A3, A5, A9–A12.

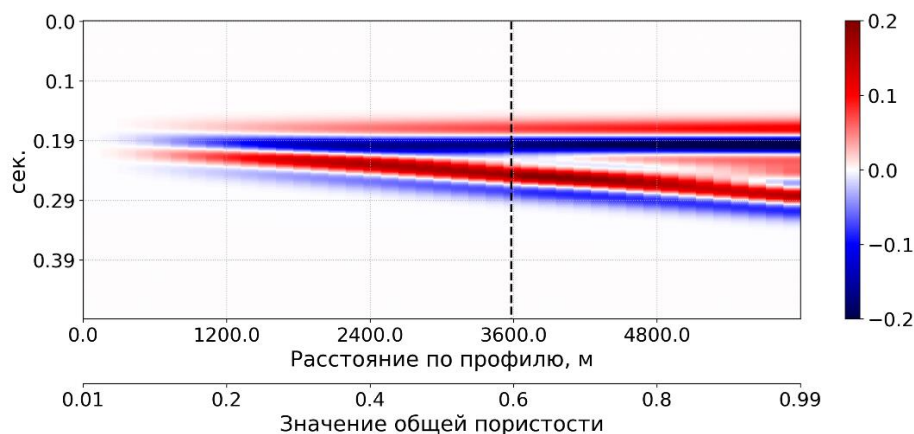


Рис. 10. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет слева направо) и слоем минерализованной воды (начинается от пунктирной линии в правую сторону).

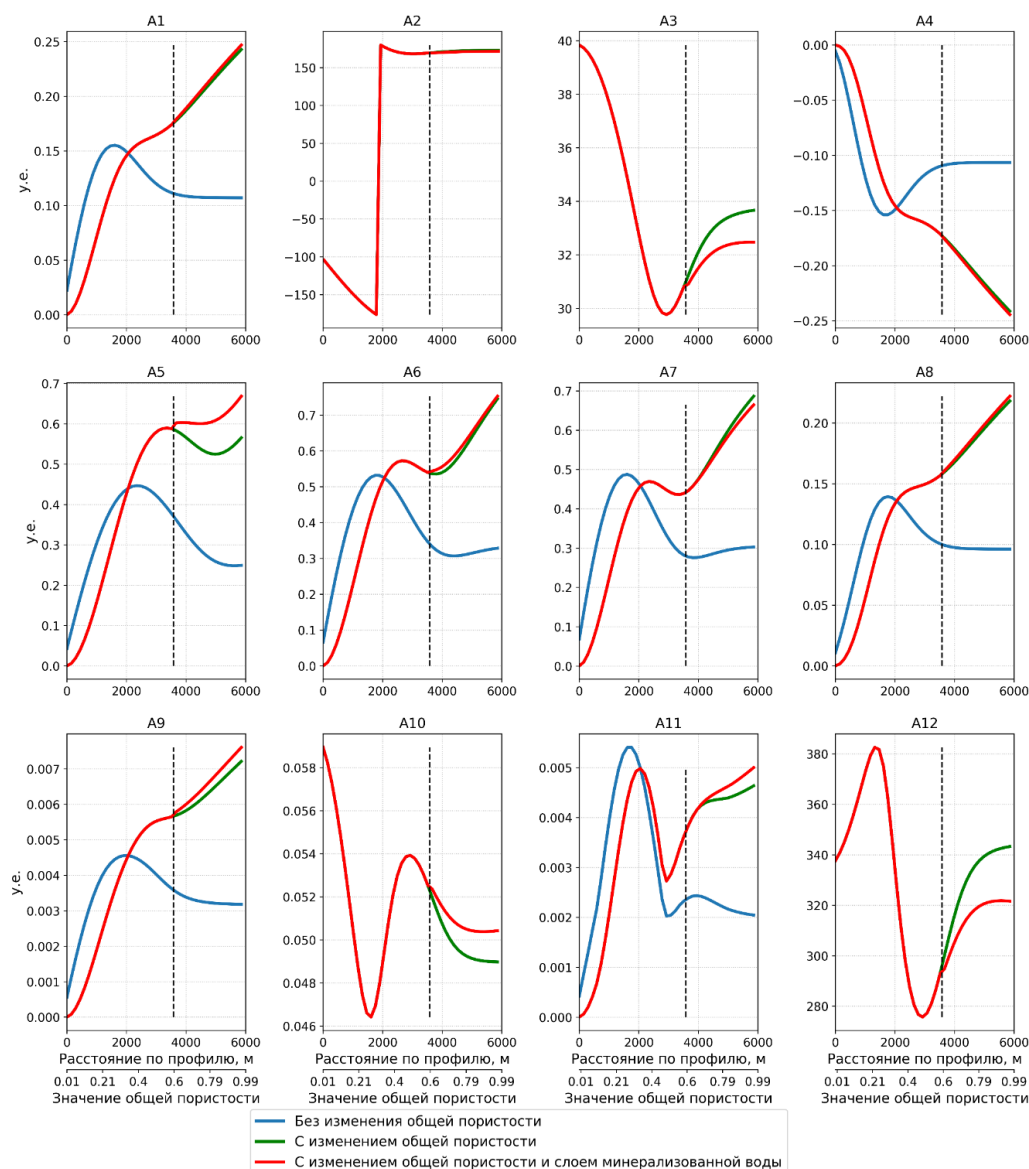


Рис. 11. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет), переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет слева направо) и слоем минерализованной воды (красный цвет), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

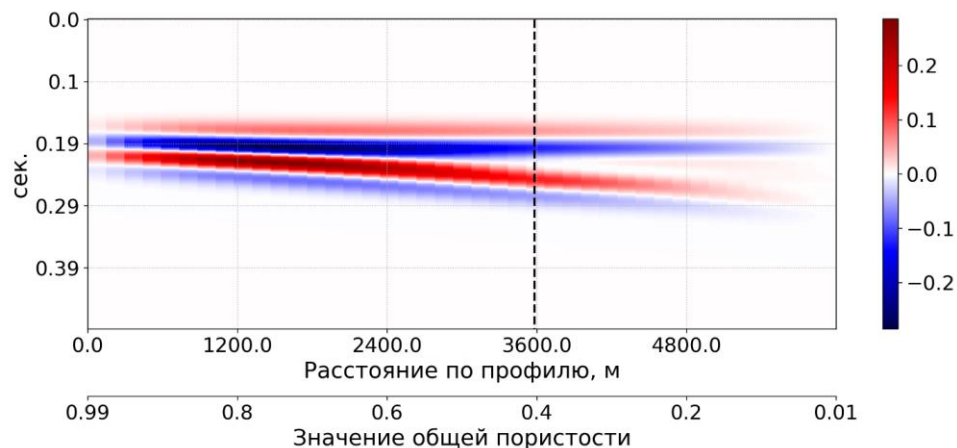


Рис. 12. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет справа налево) и слоем минерализованной воды (начинается от пунктирной линии в правую сторону).

На рисунке 12 показана модель выклинивающего слоя со слоем минерализованной воды, в которой пористость растет справа налево. По графикам (рис. 13) видно, что при уменьшении пористости в сторону увеличения мощности слоя к слою минерализованной воды остались чувствительны только атрибуты A3, A10, A12.

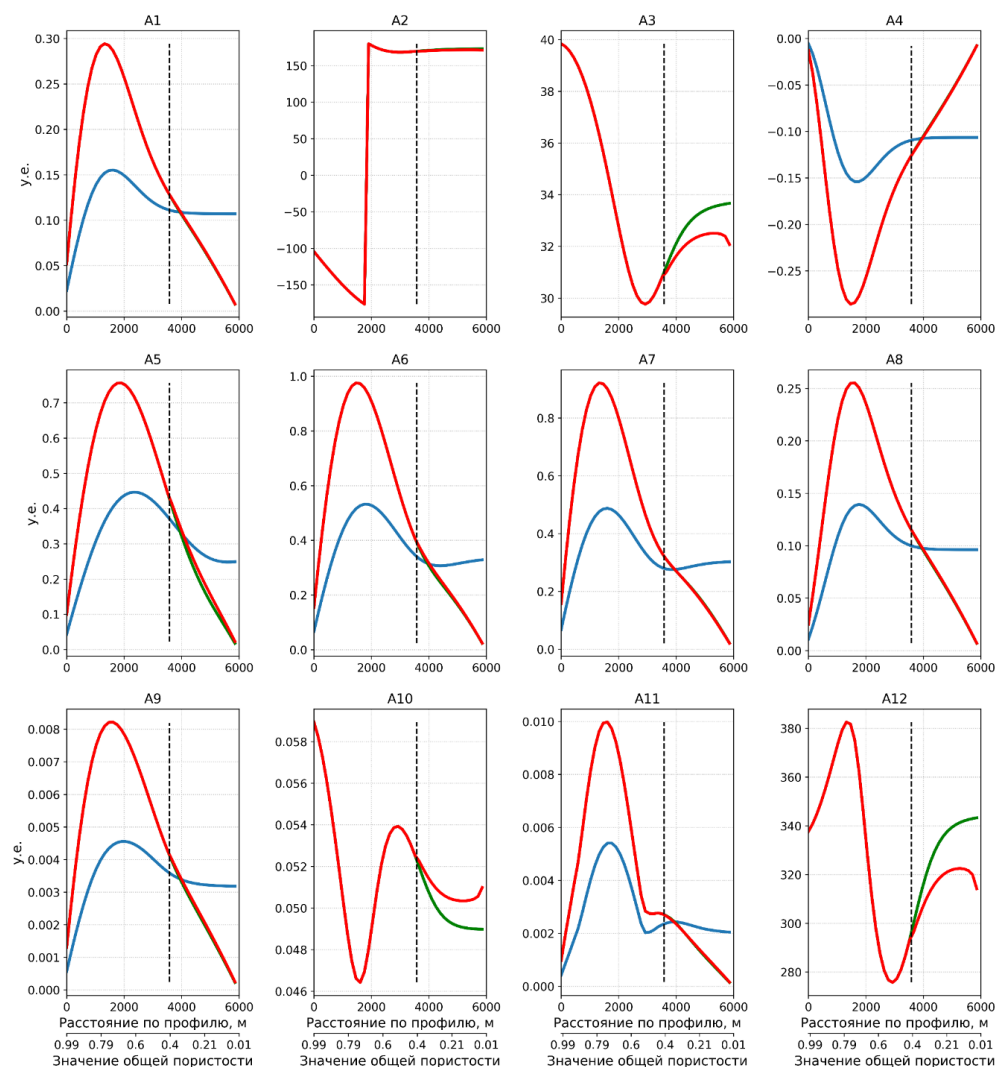


Рис. 13. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет), переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет справа на лево) и слоем минерализованной воды (красный цвет), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения. Усл. обозн. см. на рис. 11.

Рассмотрев все модели, представленные выше, можно сделать вывод, что для прогнозирования эффективной мощности и пористости с помощью регрессионного анализа и сейсмических атрибутов необходимо учитывать как линейные, так и нелинейные многомерные регрессионные модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной статье рассматриваются результаты моделирования и анализа двенадцати сейсмических атрибутов, позволяющие выявить их взаимосвязь с ключевыми параметрами пласта. На основе проведенных исследований атрибуты были классифицированы по степени чувствительности к различным геологическим характеристикам:

- к пористости – $A_1, A_4 - A_9, A_{11}$;
- к мощности пласта – $A_1 - A_{12}$;
- к наличию минерализованной воды – $A_3, A_5, A_9 - A_{12}$.

Полученные зависимости демонстрируют возможность оптимизации выбора атрибутов для количественной оценки коллекторских свойств, включая пористость и мощность. Физические обоснования для использования некоторых атрибутов для прогнозирования выбранных будет темой последующих исследований.

Важным аспектом исследования является выявление нелинейного характера взаимосвязей между значениями атрибутов и параметрами пласта. Это указывает на целесообразность применения нелинейных многомерных регрессионных моделей при прогнозировании свойств в межскважинном пространстве, что может повысить точность интерпретации сейсмических данных.

Данные выводы имеют практическую значимость для повышения эффективности поиска и оценки углеводородных залежей, а также для минимизации неопределенностей при построении геологических моделей и будут использованы в дальнейших исследованиях.

Теоретическое обоснование выбранных атрибутов с физической точки зрения и их использование при решении рассматриваемых задач предполагается выполнить в последующих исследованиях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Боганик Г.Н., Гурвич И.И.** Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Изд-во АИС, 2006. 744 с.
- Борисов В.Е., Иванова А.В., Критский Б.В., Меньшов И.С., Савенков Е.Б.** Численное моделирование задач пороупругости. Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. М., 2017. № 81. 36 с.
- 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.
- Вейл П.Р., Грегори А.П., Митчем Р.М. мл., Шерифф Р.** Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа: в 2-х частях. Ч. 1. М.: Мир, 1982. 375 с.
- Гогоненков Г.Н.** Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Мир, 1987. 221 с.
- Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.** Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39–50. doi:10.31857/S0002333720040109. EDN:JFPXIG.
- Зеливянская О.Е.** Петрофизика: Учебное пособие. Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. 111 с.
- Косентино Л.** Системные подходы к изучению пластов. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 400 с.
- 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. EDN:OYYSLN.
- Меркулов В.П.** Геофизические исследования скважин. Томск: Изд-во ТПУ, 2008. 139 с.
- Митрофанов Г.М., Коваленко И.А., Корыткин Е.И.** Применение сейсмофациального анализа с использованием атрибутов для прогноза коллекторов // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 33–45. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33. EDN:PEDNRJ.

- Муртазин Д.Г.** Методика комплексной интерпретации спектральной декомпозиции для сейсмофациального анализа и параметризации литологических ловушек: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. Уфа, 2021. 120 с.
- Никитин А.А., Петров А.В.** Теоретические основы обработки геофизической информации: Учебное пособие. М., 2008, 112 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.
- Плескунов М.А.** Операционное исчисление: Учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. 143 с.
- Ризниченко Ю.В.** О распространении сейсмических волн в дискретных и гетерогенных средах // Известия АН СССР. Серия географическая и геофизическая. 1949. № 2. С. 115–128.
- Сильвия М.Т., Робинсон Э.А.** Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. М.: Недра, 1983. 447 с.
- Тяпкин Ю.К., Бельфер И.К., Погожев В.М., Мушин И.А., Митрофанов Г.М.** Оценка возможностей использования мгновенных динамических характеристик сейсмических записей при поисках нефти и газа. М.: ВИЭМС, 1986. 76 с.
- Физические** свойства горных пород и полезных ископаемых. Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дормана. М.: Недра, 1984. 455 с.
- Barnes A.E.** Attributes for automated seismic facies analysis // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2000. P. 553–556. doi:10.1190/1.1816121.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes – A historical perspective // Geophysics. 2005. Vol. 70 (5). P. 3SO–28SO. doi:10.1190/1.2098670.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. SEG Geophysical Development Series. 2007. No. 11. 465 p.
- Gassmann F.** Über die elastizität poroser medien // Vierteljahrsschrift der naturforschenden gesellschaft in Zürich. 1951. Vol. 96. P. 1–23.
- Kalkomey C.T.** Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties // The Leading Edge. 1997. Vol. 16. P. 247–251. doi:10.1190/1.1437610.
- Lyons R.G.** Understanding digital signal processing. Pearson, 1997. 954 p.
- Müller G.** Theoretical seismograms for some types of point-sources in layered media. Part I: Theory // Zeitschrift für Geophysik. 1968. Vol. 34. P. 15–35.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.-D.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quaye J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // Earth Science Informatics. 2024. Vol. 17 (5). P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- 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.
- Qi J., Zhang B., Lyu B., Marfurt K.** Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis // Geophysics. 2020. Vol. 85 (2). P. O17–O35. doi:10.1190/geo2019-0223.1.
- Spencer T.W.** The method of generalized reflection and transmission coefficients // Geophysics. 1960. Vol. 25 (3). P. 625–641. doi:10.1190/1.1438743.

Wadsworth G.P., Robinson E.A., Bryan J.G., Hurley P.M. Detection of reflections on seismic records by linear operators // *Geophysics*. 1953. Vol. 18 (3). P. 539–586. doi:10.1190/1.1437911.

Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*. 1956. Vol. 21 (1). P. 41–70. doi:10.1190/1.1438217.

Yilmaz Ö. Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

REFERENCES

Barnes A.E. Attributes for automated seismic facies analysis // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2000. P. 553–556. doi:10.1190/1.1816121.

Boganik G.N., Gurvich I.I. Seismic exploration: Textbook for universities (In Russ.). AIS Publishing House, Tver, 2006. 744 p.

Borisov V.E., Ivanova A.V., Kritsky B.V., Men'shov I.S., Savenkov E.B. Numerical simulation of poroelasticity problems. Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics of the Russian Academy of Sciences (In Russ.). Moscow, 2017. No. 81. 36 p.

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 – A historical perspective // *Geophysics*. 2005. Vol. 70 (5). P. 3SO–28SO. doi:10.1190/1.2098670.

Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. SEG Geophysical Development Series. 2007. No. 11. 465 p.

Cosentino L. Integrated reservoir studies. Editions Technip, Paris, 2001. 310 p.

Gassmann F. Über die elastizität poröser medien // *Vierteljahrsschrift der naturforschenden gesellschaft in Zürich*. 1951. Vol. 96. P. 1–23.

Gogonenkov G.N. Study of the detailed structure of sedimentary strata by seismic exploration (In Russ.). Mir, Moscow, 1987. 221 p.

Kalkomey C.T. Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties // *The Leading Edge*. 1997. Vol. 16. P. 247–251. doi:10.1190/1.1437610.

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.

Lyons R.G. Understanding digital signal processing. Pearson, 1997. 954 p.

Merkulov V.P. Geophysical studies of wells (In Russ.). Tomsk, 2008. 139 p.

Mitrofanov G.M., Kovalenko I.A., Korytkin E.I. Application of seismic facies analysis using attributes for reservoir prediction // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2024. No. 3. P. 33–45. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33.

Müller G. Theoretical seismograms for some types of point-sources in layered media. Part I: Theory // *Zeitschrift für Geophysik*. 1968. Vol. 34. P. 15–35.

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.). Ufa, 2021. 120 p.

- Nikitin A.A., Petrov A.V.** Theoretical foundations of geophysical information processing (In Russ.) Moscow, 2008. 112 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.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.-D.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quaye J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // *Earth Science Informatics*. 2024. Vol. 17 (5). P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- 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.
- Physical properties of rocks and minerals.** Ed. N.B. Dortman (In Russ.). Nedra, Moscow, 1984. 455 p.
- Pleskunov M.A.** Operational calculus: Textbook (In Russ.). Publishing house of the Ural University, Yekaterinburg. 2014. 143 p.
- Qi J., Zhang B., Lyu B., Marfurt K.** Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis // *Geophysics*. 2020. Vol. 85 (2). P. O17–O35. doi:10.1190/geo2019-0223.1.
- Riznichenko Yu.V.** On the propagation of seismic waves in discrete and heterogeneous media // *Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Series geograf. geophys.* 1949. No. 2. P. 115–128. (In Russ.)
- Silvia M.T., Robinson E.A.** Deconvolution of geophysical time series in the exploration for oil and natural gas. Elsevier Science Ltd, 1979. 265 p.
- Spencer T.W.** The method of generalized reflection and transmission coefficients // *Geophysics*. 1960. Vol. 25 (3). P. 625–641. doi:10.1190/1.1438743.
- Tyapkin Yu.K., Belfer I.K., Pogozhev V.M., Mushin I.A., Mitrofanov G.M.** Evaluation of the possibilities of using instantaneous dynamic characteristics of seismic records in oil and gas prospecting (In Russ.). VIEMS, Moscow, 1986. 76 p.
- Vail P.R., Gregory A.P., Mitchum R.M. Jr., Sheriff R.E.** Seismic stratigraphy. Application in oil and gas prospecting and exploration. Part 1 (In Russ.). Mir, Moscow, 1982. 375 p.
- Wadsworth G.P., Robinson E.A., Bryan J.G., Hurley P.M.** Detection of reflections on seismic records by linear operators // *Geophysics*. 1953. Vol. 18 (3). P. 539–586. doi:10.1190/1.1437911.
- Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W.** Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*. 1956. Vol. 21 (1). P. 41–70. doi:10.1190/1.1438217.
- Yilmaz Ö.** Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.
- Zelivyanskaya O.E.** Petrophysics (Electronic resource): Study guide (In Russ.). SKFU publishing house, Stavropol, 2015. 111 p.
- Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O.** The influence of fracturing of the rocks and model materials on the *P*-wave propagation velocity: experimental studies // *Izvestiya, Physics of the Earth*. 2020. Vol. 56. P. 470–480. doi:10.1134/S1069351320040102.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОСТАЩУК Даниил Иванович – магистрант НГУ, инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы:

атрибутный 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 3 июня 2025 г.,
одобрена после рецензирования 4 июля 2025 г.,
принята к публикации 7 июля 2025 г.*