



АЗИМУТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН В ТРЕЩИНОВАТОЙ СРЕДЕ, ПОКРЫВАЮЩЕЙ ЦЕЛЕВОЙ ОБЪЕКТ, ПО ДАННЫМ ПОЛНО-АЗИМУТАЛЬНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

Н.К. Василенко^{1,3}, Т.В. Нефедкина¹, Г.А. Дугаров², Р.К. Бекренёв^{1,3}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²ООО «Техкомпания Хуавэй», 630090, Новосибирск, просп. Акад. Лаврентьева, 6/1, Россия,

³Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,
e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

Данная работа посвящена изучению поглощения продольных волн в анизотропной трещиноватой среде, покрывающей целевой объект, по данным 3D сейсмики. С этой целью в ИНГГ СО РАН был разработан программный модуль, реализующий метод QVOA-инверсии (seismic quality factor Q versus offset and azimuth) Модуль позволяет определить ориентацию трещин в слое по азимутальным вариациям поглощения энергии волны в этом слое. В качестве величины поглощения рассматривается обратная величина добротности, которая определяется методом спектральных отношений. Разработанный модуль QVOA-инверсии был опробован на данных 3D МОГТ одного из месторождений Республики Сербия. В результате были получены распределения направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое пород неогена, перекрывающего породы палеозойского фундамента, являющиеся целевым объектом нефтяной разведки. Эти данные должны быть учтены при интерпретации результатов AVAZ-инверсии по отражениям от палеозоя.

Поглощение, коэффициенты отражения, трансверсально-изотропная (HTI) среда, анизотропия, продольные волны, AVAZ-инверсия, эффективные параметры трещиноватости

AZIMUTHAL ANALYSIS OF PP-WAVE ATTENUATION IN A FRACTURED MEDIUM COVERING A TARGET LAYER USING WIDE-AZIMUTH SEISMIC SURVEY DATA

N.K. Vasilenko^{1,3}, T.V. Nefedkina¹, G.A. Dugarov², R.K. Bekrenyov^{1,3}

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

²Huawei Technologies LTD, Lavrentyev Ave., 6/1, Novosibirsk, 630090, Russia,

³Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,
e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

The paper considers PP-wave attenuation in an anisotropic fractured medium covering the target layer. Azimuthal and offset variations of inverse quality factor (QVOA) were estimated from 3D seismic data by a software module developed in IPGG SB RAS. Spectral ratio method was used to estimate attenuation. We used developed QVOA inversion module on 3D CDP data from one of the fields in the Republic of Serbia. The distributions of fracturing orientation and attenuation anisotropy degree in the layer of Neogene rock are presented as results. This layer covers Paleozoic basement, which is the main target layer for oil exploration in this area. The obtained distributions should be considered during AVAZ inversion interpretation of reflections from Paleozoic basement due to possible footprints.

Attenuation, reflection coefficients, transversely isotropic (HTI) medium, anisotropy, compressional waves, AVAZ inversion, effective fracture parameters

ВВЕДЕНИЕ

AVAZ-инверсия, основанная на анизотропии амплитуд отраженных P -волн, является одним из наиболее важных и часто используемых методов прогнозирования азимутально-ориентированной трещиноватости коллекторов углеводородов. Метод AVAZ-инверсии (Amplitudes Variation with Azimuth) основан на анализе амплитуд отраженных сейсмических волн в зависимости от удалений и азимутальных направлений источник–приемник.

В основе традиционного AVOA-анализа и AVAZ-инверсии лежат линейаризованные аппроксимации для плосковолнового коэффициента отражения продольной волны на границе изотропного и слабо-анизотропного (НТИ) полупространств. Наиболее известной является аппроксимация Рюгера [Rüger, 2001]. Но данная аппроксимация имеет ряд ограничений. Она может быть использована для определения коэффициентов анизотропии НТИ-среды только при слабой контрастности упругих свойств на границе и слабой анизотропии [Нефедкина, Лыхин, 2016]; эти ограничения не касаются возможности определения азимута оси симметрии. Также аппроксимация не подходит в случае отражения от границы двух сред НТИ с разной ориентацией осей симметрии [Rüger, 2001]. В случае с контрастными отражающими границами и сильной анизотропией необходимо переходить к использованию точных формул для расчета плосковолновых коэффициентов отражения.

В ИНГГ СО РАН был разработан оптимизационный алгоритм нелинейной AVAZ-инверсии, основанный на использовании точных формул для коэффициентов отражения упругих волн от границы изотропного и анизотропного (типа НТИ) слоев [Лыхин, Нефедкина, 2017]. Он был широко протестирован на синтетических [Нефедкина, Лыхин, 2016; Лыхин, Нефедкина, 2017] и реальных данных [Дугаров и др., 2021; Нефедкина и др., 2022]. Однако этот алгоритм, так же как аппроксимационный алгоритм Рюгера, разработан в рамках модели, когда выше целевого отражающего горизонта среда может быть описана как изотропная. В работе [Дугаров и др., 2020] показано, что в случае жесткого контакта двух азимутально анизотропных сред с различными параметрами анизотропии коэффициенты отражения могут существенно отличаться от таковых для модели Рюгера. Отсюда вытекает необходимость развития алгоритма AVAZ-инверсии на этот случай.

В то же время, если азимутальная НТИ-анизотропия в верхнем слое обусловлена наличием вертикальных трещин, существенным становится поглощение энергии волны в трещиноватой среде, причем анизотропия поглощения намного больше азимутальных вариаций коэффициентов отражения и анизотропии скоростей [Чичина и др., 2006].

Во многих работах как теоретических [Carcione, 2000; Чичина и др., 2006], так и экспериментальных [MacBeth, 1999; Luo, Evans, 2003; Maultzsch et al., 2003; Luo et al., 2006], показано, что трещиноватый анизотропный слой, залегающий выше целевого слоя, сильно влияет на эффекты AVOA, осложняя общую картину зависимости коэффициентов отражения от расстояния и азимута. Причем большинство авторов связывают это влияние с аномальным поглощением энергии волны при пересечении ею трещиноватой среды. В отдельных публикациях [Horne, MacBeth, 1997; Lynn, Beckham, 1998; MacBeth, 1999; Clark et al., 2001] сообщается об экспериментально наблюдаемой азимутальной зависимости поглощения P -волн по данным отраженных волн и ВСП.

Теоретическому обоснованию азимутальной зависимости поглощения и возможности ее использования посвящена работа [Чичина и др., 2006]. Ее авторы предложили метод для определения ориентации трещин в поглощающем слое – азимутальный анализ QVOA (Quality Variation with Offset and Azimuth), основанный на вариации обратной добротности Q^{-1} в зависимости от направления

распространения P -волны в азимутально-анизотропной среде НТИ. В своих исследованиях авторы этой статьи придерживаются теории поглощения, в основе которой лежит модель трещиноватой среды Хадсона [Hudson, 1980]. Ими получена приближенная формула для зависимости поглощения продольной волны от направления волновой нормали и показано, что она по своей структуре совпадает с аппроксимацией Рюгера для коэффициента отражения продольной волны, лежащей в основе азимутального анализа (AVOA).

На синтетических данных авторы показали применимость полученной аппроксимационной формулы для определения направления трещин в поглощающем слое по отраженным волнам от его кровли и подошвы. В 2023 году Т.И. Чичинина с коллегами опубликовали патент на метод QVOA [Chichinina et al., 2023]. Однако до настоящего времени метод не был широко опробован на реальных полевых данных.

Известно, что практическое определение сейсмического поглощения по реальным данным является сложной задачей. Это вызвано влиянием многих факторов, например, наличием помех или нестабильностью формы сигнала. Начиная с семидесятых годов прошлого столетия и до настоящего времени ученые ищут пути создания надежных методов и алгоритмов, обеспечивающих получение устойчивых оценок параметров поглощения по реальным сейсмическим данным [Рапопорт, 1977; Авербух, 1982; Mitrofanov, Priimenko, 2010].

Авторы настоящей статьи предприняли попытки определения характеристик анизотропного трещиноватого слоя, расположенного выше целевого объекта, по азимутальным вариациям поглощения продольных волн в этом слое. Исследования выполнялись на реальных данных 3D сейсмической съемки, проведенной в Паннонском бассейне (Республика Сербия) силами «НТЦ НИС – Нафтахас» [Дугаров и др., 2021]. В обработке и интерпретации полевых материалов принимали участие специалисты «НТЦ НИС – Нафтахас», «Газпромнефть НТЦ» и ИНГГ СО РАН.

Для решения поставленной задачи в ИНГГ СО РАН были разработаны алгоритмы и созданы программные модули на языке Python, реализующие метод QVOA-инверсии [Чичинина и др., 2006, 2023] и метод спектральных отношений [Bath, 1974; Babbel, 1984]. Был также разработан комплекс компьютерных программ, обеспечивающих повышение соотношения сигнал/помеха. Созданное математическое обеспечение было использовано при обработке полевых материалов «Нафтахас». Полученные результаты изложены в данной работе.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ОЦЕНКИ АНИЗОТРОПИИ ПОГЛОЩЕНИЯ

Параметры, описывающие поглощение

Различные неоднородности в строении Земли и слагающих ее пород, а также неупругие эффекты, возникающие при распространении сейсмических колебаний в реальных средах, приводят к уменьшению энергии и изменению состава частот у наблюдаемых сейсмических сигналов. Это явление известно как частотно-зависимое затухание сейсмических колебаний [Авербух, 1982; Aki, Richards, 2002].

Затухание, обычно наблюдаемое в сейсмических данных, представляет собой комбинацию эффектов внешнего и внутреннего затухания. При внешнем затухании происходит перераспределение энергии на другие части волнового поля в ходе процессов, которые включают сферическое расхождение, рассеяние и распределение энергии на границах горных пород.

Внутреннее затухание (также известное как поглощение) представляет собой потерю энергии в волнах из-за ее превращения в тепло. Внутреннее затухание характеризует процесс потери энергии в

распространяющихся колебаниях из-за петрофизических свойств, условий насыщения породы флюидом, наличия трещиноватости и др. [Carcione, Picotti, 2006; Gurevich et al., 2009; Deng, Morozov, 2016].

В методах AVOA-анализа и AVAZ-инверсии в амплитуды волн, отраженных от целевой границы, вводятся поправки за сферическое расхождение волны и преломление на промежуточных границах, т. е. компенсируется внешнее затухание. Таким образом, в дальнейшем будем считать, что уменьшение энергии и изменение частотного состава волны при ее прохождении через покрывающую среду, в первом приближении, определяется только поглощением.

Величина поглощения сейсмической волны может быть описана: коэффициентом поглощения α , логарифмическим декрементом δ и обратной добротностью Q^{-1} . В работе [Toksöz, Johnston, 1981] приводятся определения для каждого из указанных параметров и их связь. Через экспоненциальный множитель определяется коэффициент поглощения α : $A(x) = A_0 e^{-\alpha x}$, где A – амплитуда волны в точке x , A_0 – амплитуда волны в исходной точке. Отсюда коэффициент поглощения при прохождении волной двух точек среды x_1 и x_2 :

$$\alpha = \frac{1}{x_2 - x_1} \ln \left(\frac{A(x_1)}{A(x_2)} \right). \quad (1)$$

Логарифмический декремент поглощения δ определяется аналогично, рассматривается затухание на длине волны: $\delta = \alpha * \lambda = \alpha * v / f$, где λ – длина волны, v – скорость, f – частота.

В свою очередь обратная величина добротности определяется не через амплитуды проходящей волны, а через энергетический баланс при диссипации энергии [Сейсморазведка, 1981]:

$$Q^{-1} = \frac{1}{2\pi} \frac{\Delta W}{W_{max}}, \quad (2)$$

где ΔW – плотность энергии, рассеянной в цикле колебания рассматриваемой системы, W_{max} – максимальная энергия, запасенная в этом цикле. Связь обратной добротности с другими параметрами, описывающими поглощение, приводится в [Hamilton, 1972]:

$$Q^{-1} = \frac{\alpha * v}{\pi * f}. \quad (3)$$

В настоящей работе под величиной поглощения будем понимать величину обратной добротности Q^{-1} .

Метод оценки величины поглощения

Из большого числа различных методов оценки величины поглощения был выбран метод спектральных отношений, так как именно он наиболее широко распространен и чаще используется в литературе, а также показал лучшие результаты на реальных данных отраженных волн в условиях сильных интерференций.

Метод спектральных отношений – наиболее известный метод получения оценки величины Q^{-1} в частотной области. Впервые был представлен в работах [Bath, 1974; Babbel, 1984]. Суть метода заключается в анализе логарифма отношения амплитудных спектров волн, отраженных от кровли и подошвы поглощающего слоя. Данный подход предполагает линейную зависимость коэффициента поглощения α от частоты: $\alpha = \gamma * f$. Этот факт подтверждается экспериментально многими исследователями [Knopoff, 1964; Jackson, Anderson, 1970; Toksöz et al., 1979].

Соотношение амплитудных спектров сигналов, отраженных от кровли и подошвы слоя, может быть представлено формулой:

$$\frac{\tilde{A}_2}{\tilde{A}_1} = \frac{G_2}{G_1} e^{-(\gamma_2 - \gamma_1)fx}, \quad (4)$$

где G_1, G_2 – параметры, включающие коэффициенты отражения волны и геометрическое расхождение, $\tilde{A}_1, \tilde{A}_2$ – амплитудные спектры отраженных сигналов. Если слой достаточно толстый и не осложнен тонкими пропластками, коэффициенты отражения не зависят от частоты. После логарифмирования выражения (1) и введения новых обозначений получим:

$$\ln\left(\frac{\tilde{A}_2}{\tilde{A}_1}\right) \approx k * f + b, \quad (5)$$

где $k = -(\gamma_2 - \gamma_1)x$, $b = \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)$, k – угол наклона аппроксимирующей прямой. Таким образом, аппроксимируя логарифм отношений спектров, можно найти коэффициент k . При определении поглощения сигнала A_2 относительно A_1 коэффициент $\gamma_1 = 0$. Следовательно, $k = -\pi Q^{-1}(t_2 - t_1)$, где t_1, t_2 – двойное время пробега по нормали к границе до кровли и подошвы поглощающего слоя соответственно. Наконец, оценка величины обратной добротности может быть рассчитана из соотношения:

$$Q^{-1} = -\frac{k}{\pi(t_2 - t_1)}. \quad (6)$$

Стоит отметить, что при использовании данных отраженных волн для небольших выносов характерно низкое соотношение сигнал/помеха (сигнал практически отсутствует на реальных данных). При увеличении величины используемых выносов растет погрешность оценки величины поглощения по методу спектральных отношений вследствие замены в формуле (6) времени пробега волны по наклонному лучу на время пробега волны по нормали к границе.

Азимутальная зависимость поглощения

Метод QVOA-инверсии предназначен для определения направления трещиноватости поглощающего слоя по азимутальной вариации обратной добротности [Чичина и др., 2006]. Приближенная формула для описания вариаций $Q^{-1}(\theta, \varphi)$ выглядит следующим образом:

$$Q^{-1}(\theta, \varphi) = A_0 + B(\varphi - \varphi_0)\sin^2\theta, \quad (7)$$

где A_0 – интерсепт, $B(\varphi - \varphi_0)$ – градиент, φ – азимут линии источник–приемник, φ_0 – угол между осью симметрии и осью OX , θ – угол падения на подошву поглощающего слоя. Формула (7) является аналогичной формуле Рюгера для коэффициента отражения, используемого в AVOA-анализе.

При использовании модели линейного проскальзывания [Bakulin et al., 2000] коэффициенты в формуле (7) могут быть связаны с мнимой частью нормальной ослабленности Δ_N^I следующим образом:

$$A_0 = (\Delta_N^I)^{1/2}(1 - 2g), \quad (8)$$

$$B(\varphi - \varphi_0) = (\Delta_N^I)^{\frac{1}{2}} 2g \cos^2(\varphi - \varphi_0) = 0.5(B^\perp \cos 2(\varphi - \varphi_0) + B^\perp), \quad (9)$$

$$B^\perp \equiv B(0) = (\Delta_N^I)^{1/2} 2g, \quad (10)$$

где $g \equiv (V_s/V_p)^2$, $B^\perp$ – максимальный градиент (градиент в плоскости оси симметрии).

В физическом смысле интерсепт A_0 – это величина поглощения при нормальном падении на целевой слой, а приведенный максимальный градиент $\tilde{B}(\varphi - \varphi_0) = B(\varphi - \varphi_0)/A_0$ – это относительная разность между поглощением на оси симметрии и в плоскости изотропии, другими словами, обозначает величину анизотропии поглощения.

Таким образом, зная оценку поглощения Q^{-1} , угол падения θ и азимут φ можно с помощью средств оптимизации найти интерсепт A_0 , максимальный градиент $B^\perp$ и угол оси симметрии с осью $OX - \varphi_0$. Для этого необходимо провести минимизацию функционала:

$$F(A_0, B^\perp, \varphi_0) = \sum_i^n (Q_i^{-\frac{1}{2}} - (A_0 + B(\varphi_i - \varphi_0)\sin^2\theta_i))^2 \rightarrow \min, \quad (11)$$

где n – число всех секторов по азимутам φ и углам падения θ , в которых есть данные о поглощении Q^{-1} .

В результате оценки направления оси φ_0 могут быть использованы для анализа направления трещиноватости на исследуемой площади, максимального градиента $B^\perp$ – для анализа степени анизотропии, а также возможно оценить осредненное значение поглощения для любых значений углов падения и азимутальных направлений по формуле (7). Последнее необходимо для компенсации потерь, связанных с поглощением в трещиноватой среде вышележащего слоя, в методике AVAZ-инверсии.

В ИНГГ СО РАН разработан оптимизационный алгоритм, осуществляющий подбор значений параметров азимутально-анизотропного (НТИ) поглощающего слоя $(B^\perp, \varphi_0)$ путем достижения глобального минимума невязки между наблюдаемыми и теоретическими значениями поглощения в соответствии с уравнением (11).

АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМИКИ

Объект исследования

Апробация подхода, предложенного в [Чичина и др., 2006], проводилась на сейсмических данных МОГТ 3D для одного из месторождений Паннонского бассейна. Исследуемое месторождение расположено на территории Республики Сербия, в тектоническом плане находится на границе плиты Тисия и Вардарской тектонической зоны. Приурочено к локальному поднятию, представляющему «цветковую структуру», образовавшуюся в зоне сдвига субширотного направления. Нефть содержится в трещинах и кавернах. Основной продуктивный горизонт приурочен к метаморфическим породам донеогенового основания (палеозойский комплекс Pz), представленного преимущественно кристаллическими сланцами в различной степени трещиноватыми. Выше палеозоя залегают осадочные породы неогена Ng.

В результате обработки и интерпретации полевых данных, полученных на данном месторождении, с применением методики AVAZ-инверсии [Olneva et al., 2019; Дугаров и др., 2021] была доказана анизотропность палеозойских отложений и построены карты направлений упорядоченной трещиноватости.

Относительно пород неогена известно региональное примерно северо-западное направление трещин $120\text{--}130^\circ$ от севера, установленное по петрофизическим данным скважинных микросканеров. Анизотропия неогеновых отложений подтверждается также сейсмическими данными: на полноазимутальных мигрированных рефлексивных сейсмограммах отражения от горизонта Pz, наблюдается квазисинусоидальная зависимость времен пробега от азимутальных направлений (рис. 1). Данная зависимость свидетельствует о наличии азимутальной анизотропии выше палеозоя Pz.

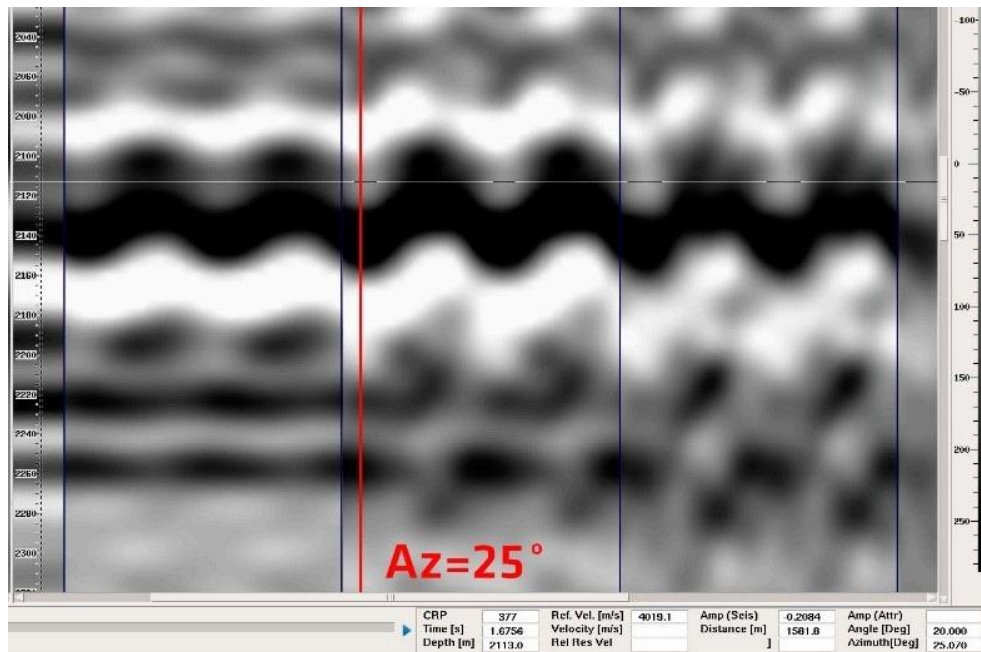


Рис. 1. Пример полноазимутальных мигрированных рефлексивных сейсмограмм отражения от Pz, полученных в системе ES360. Азимут 25° соответствует направлению оси симметрии в Ng

Для последующего корректного проведения AVAZ-инверсии отраженных волн от границы Pz необходимо провести учет анизотропии вышележащей толщи. Поэтому объектом исследований в данной работе выступает слой между горизонтом N1 на глубине ~ 1700 м (верхняя граница) и горизонтом Pz на глубине ~ 2000 – 2200 м (нижняя граница) (рис. 2). Данные отражений от этих двух горизонтов были использованы для проведения QVOA-инверсии.

На рисунке 2 представлена толсто-слоистая глубинно-скоростная модель среды с однородными слоями и криволинейными границами, которая была использована для лучевого трассирования с помощью модуля “bending”. Об этом подробнее будет сказано далее.

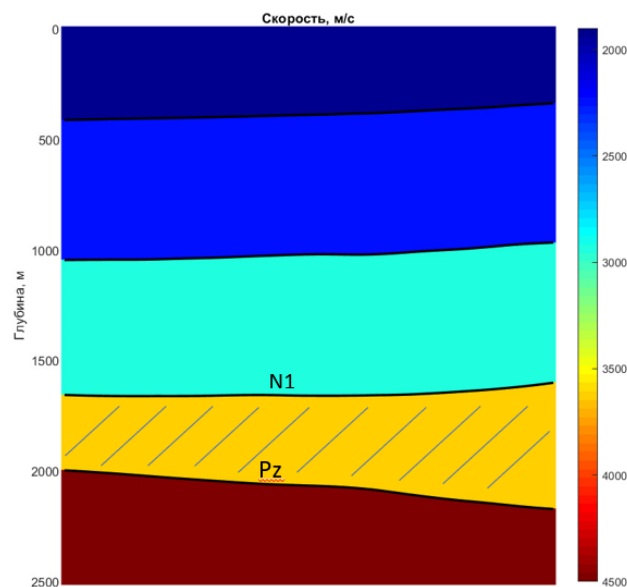


Рис. 2. Толсто-слоистая глубинно-скоростная модель среды с однородными слоями и криволинейными границами. Исследуемый слой между горизонтами N1 (глубина ~ 1700 м) и Pz (глубина ~ 2000 – 2200 м) выделен штриховкой

Подготовка данных

Первоначальная обработка и интерпретация полевых данных полно-азимутальной 3D сейсмической съемки на исследуемом месторождении в Паннонском бассейне была выполнена с использованием зарубежного пакета обработки ES360 [Olneva et al., 2019; Дугаров и др., 2021]. Входной информацией для AVAZ-инверсии служили мигрированные глубинные рефлекссионные сейсмограммы. Известно, что большинство стандартных процедур глубинной миграции искажает динамику волн. Глубинная миграция с сохранением амплитуд позволяет решать некоторые динамические задачи, в частности, проводить AVO-анализ и AVAZ-инверсию. Однако в процессе глубинной миграции сильно искажается частотный состав отраженных волн: с увеличением глубины увеличивается период сейсмических записей, что связано с ростом скоростей. Это явление делает некорректным изучение частотно-зависимого поглощения и проведение QVOA-инверсии по сейсмограммам после глубинной миграции. В связи с этим необходимо было разработать отечественное мат. обеспечение для формирования сейсмограмм ОТО (общей точки отражения) с сохраненной волновой динамикой.

В ИНГГ СО РАН был создан комплекс программно-алгоритмических разработок для реализации специальных процедур обработки сейсмических данных, которые в дальнейшем применялись нами при исследовании анизотропии поглощения [Горевячев и др., 2021а, б]. Такими процедурами являются:

1. Лучевое трассирование. Оно применяется для перехода от сейсмограмм ОСТ (общая средняя точка до суммирования) к сейсмограммам ОТО. Решается двухточечная кинематическая обратная задача, строится изгибающаяся (bending) траектория луча, вдоль которой время пробега из источника в приемник минимально. В результате решения задачи оптимизации определяются координаты точек отражения/преломления для каждой трассы источник–приемник [Оболенцева, Гречка, 1989]. При этом сохраняются данные об угле падения и азимуте луча в точке отражения, длине луча и времени пробега волны по нему. Лучевое трассирование используется также для ввода временной поправки за пробег вдоль наклонных лучей в методе спектральных отношений.

2. Пересортировка трасс для формирования сейсмограмм ОТО по общей координате точек отражения. В отличие от глубинной миграции в нашем подходе лучевое трассирование и пересортировка трасс по ОТО делается по каждому отражающему горизонту отдельно.

3. Процедуры для повышения отношения сигнал/помеха: посекторное усреднение трасс; объединение в супербины ОТО; процедуры выделения сигнальной составляющей на фоне помех.

4. Фильтрация направлений трещиноватости, связанных с системой наблюдений.

Необходимо также проведение 5D-интерполяции с целью обеспечения равномерного распределения сейсмических трасс по площади и бинам съемки.

Для тестирования всех алгоритмов и программ, разработанных в ИНГГ СО РАН, и проведения QVOA инверсии, был выбран участок на юге месторождения размером 4×2 км. Первоначальное соотношение сигнал/помеха на сейсмограммах ОСТ до суммирования не превышало 1. После всех этапов обработки были получены сейсмограммы ОТО (размер бина 50×50 м) для отражений от горизонтов N1 и Pz (кровля и подошва поглощающего слоя соответственно) с отношением сигнал/помеха 2.5–3. На сейсмограммах, примеры которых представлены на рис. 3, четко выделяется максимальная фаза целевого сигнала, что позволило провести кросскорреляцию по всей площади и «вырезать» целевые сигналы по горизонтам N1 и Pz.

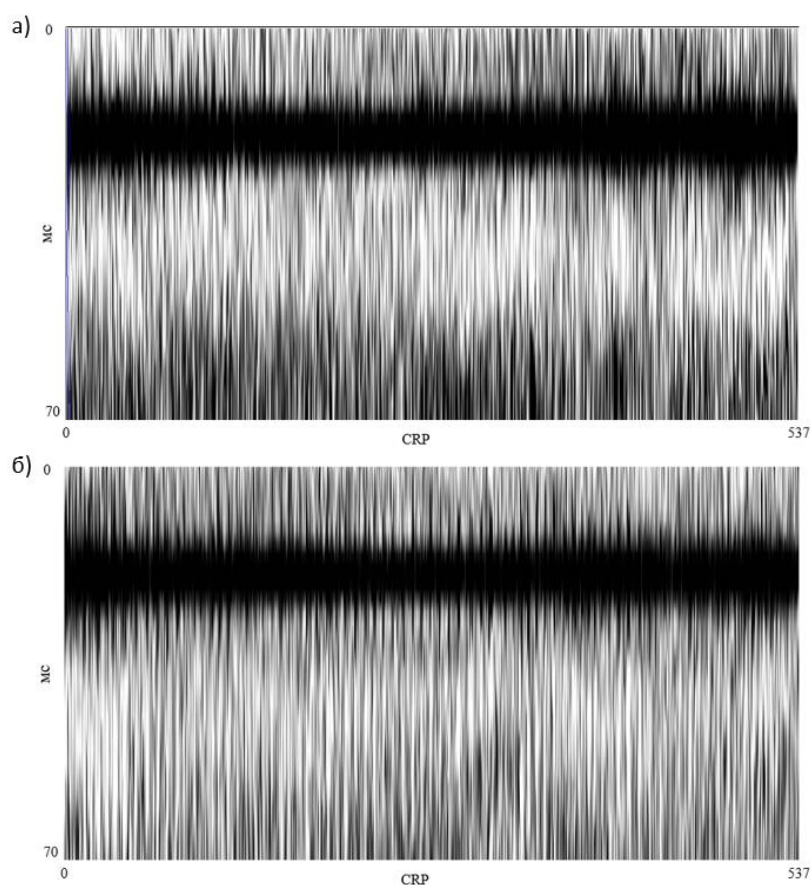


Рис. 3. Сейсмограммы после трассировки лучей от двух горизонтов. а – отражение от горизонта N1, б – отражение от горизонта Pz

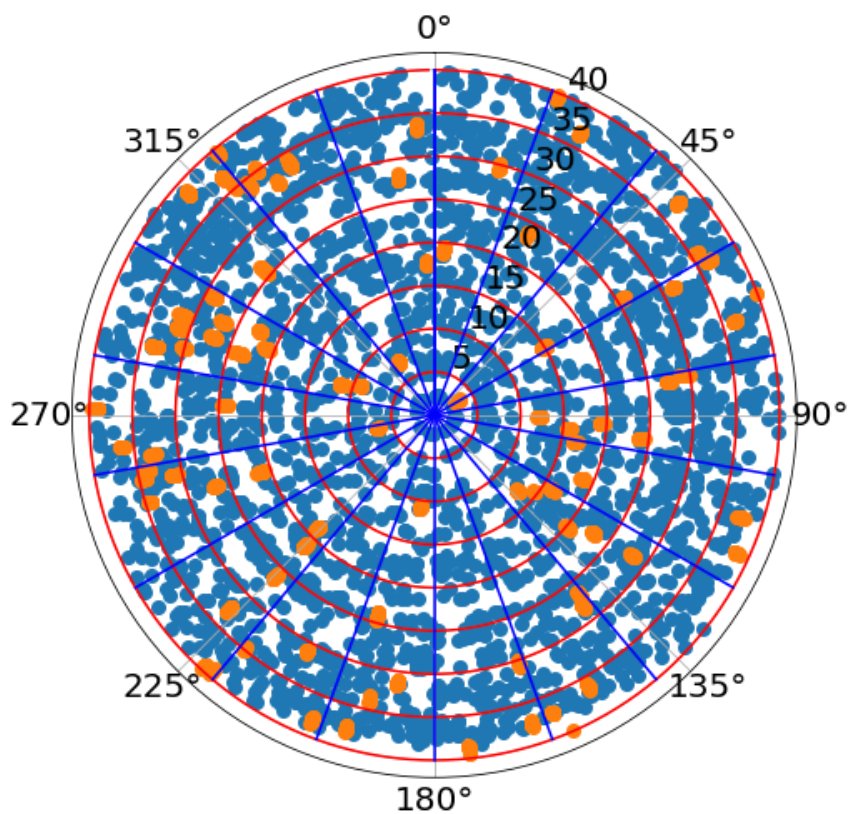


Рис. 4. Диаграмма покрытия по углам падения (от 0° до 40°) и азимутам для одного супербина ОТО, отражения от границы N1 (оранжевые маркеры, 2956 трасс) и Pz (синие маркеры, 4845 трасс). Шаг по углам падения – 5°, равные углы падения показаны красными окружностями

Для работы метода спектральных отношений необходимо наличие отражений от кровли и подошвы поглощающего слоя для одинаковых значений удалений и азимутальных направлений источник–приемник. Поэтому для дальнейшего анализа вариаций поглощения для всех данных было проведено посекторное осреднение по интервалам углов падения и азимутов. Размер секторов по азимутам составляет 20° , а по углам падения – 5° . Для более плотного покрытия по углам падения и азимутам был проведен переход к супербинам размером 150×150 м. Это также позволило существенно повысить соотношение сигнал/помеха и получать более устойчивые результаты. Иллюстрация распределения по углам падения и азимутам осредненных трасс, относящихся к одному супербину, дана на рис. 4.

Для дальнейшего анализа были отобраны трассы, которым соответствуют углы падения в интервале от 10° до 40° . На меньших углах падения целевой сигнал практически отсутствует.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ АЗИМУТАЛЬНЫХ ВАРИАЦИЙ ПОГЛОЩЕНИЯ

После посекторного усреднения из трасс вырезается один период для последующих расчетов амплитудных спектров и оценки обратной величины добротности методом спектральных отношений. Для отражения от горизонта N1 один период составляет порядка 58 мс, для горизонта Pz – 66 мс. В качестве сглаживающего окна используется окно Блэкмана. Дискретность сейсмических трасс составляет 2 мс.

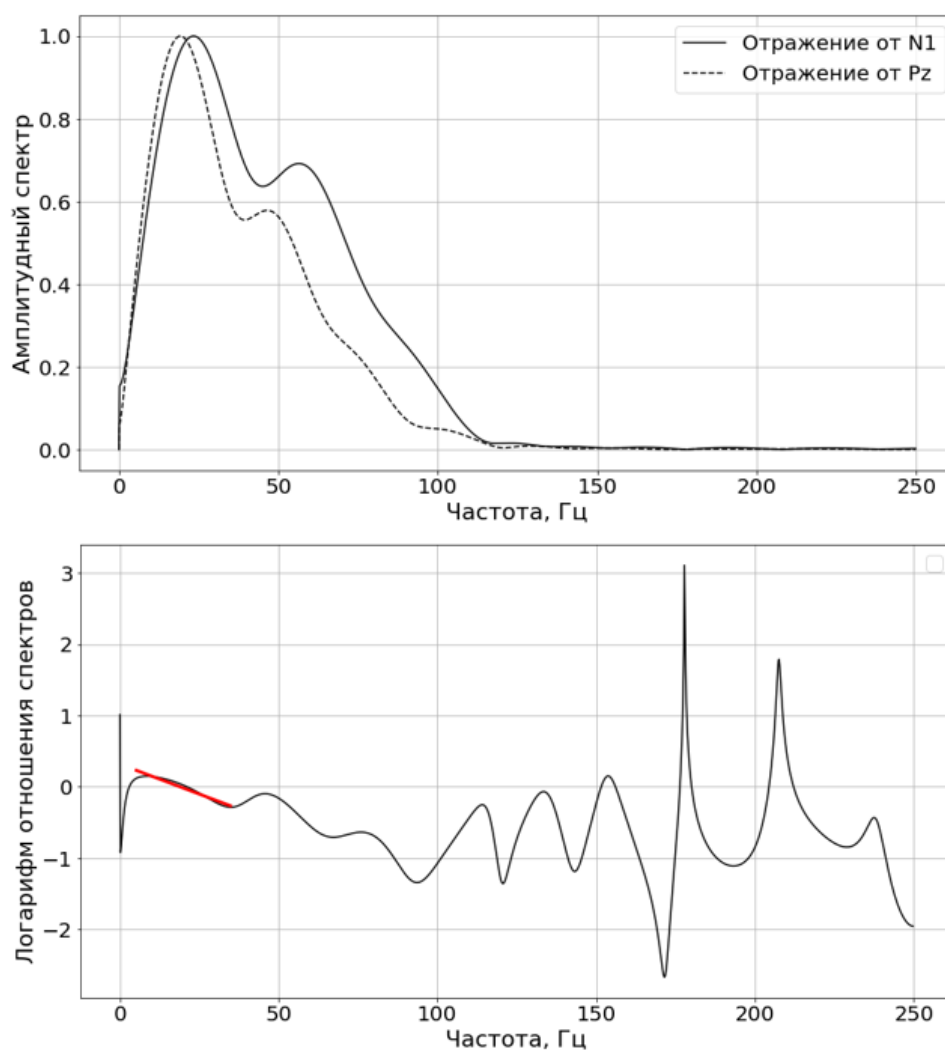


Рис. 5. Амплитудные спектры (вверху) и логарифм отношения спектров (черный цвет), а также его линейная аппроксимация (красный цвет) (внизу) для супербина 385

Для оценки обратной величины добротности оценивается угол наклона линейной аппроксимации логарифма отношения амплитудных спектров. При этом необходимо выбрать частотный диапазон, в котором будет содержаться целевой сигнал без интерференции. На рисунке 5 (вверху) приведены нормализованные амплитудные спектры для двух вырезанных сигналов отражений от горизонтов N1 и Pz; (внизу) показан логарифм их отношения. На верхнем фрагменте виден сдвиг амплитудных спектров отражения от Pz в низкочастотную область. Также можно заметить, что с 35 Гц энергия интерферирующего сигнала начинает преобладать над энергией целевого сигнала. Максимальная энергия целевого сигнала сосредоточена в интервале от 6 до 35 Гц. Данный интервал применим к большей части данных по исследуемому участку площади, поэтому в дальнейшем все оценки величин обратной добротности были проведены в этом диапазоне.

Полученные оценки обратной величины добротности для супербина 385 приведены на рис. 6 (сверху). В результате оптимизации по формуле (11) было получено направление оси симметрии вдоль азимута в 79° , соответственно, направление трещиноватости – вдоль азимута в 169° . На рисунке 6 (снизу) показана зависимость градиента от азимута. Азимутальное направление максимального градиента 79° , соответствует направлению оси симметрии.

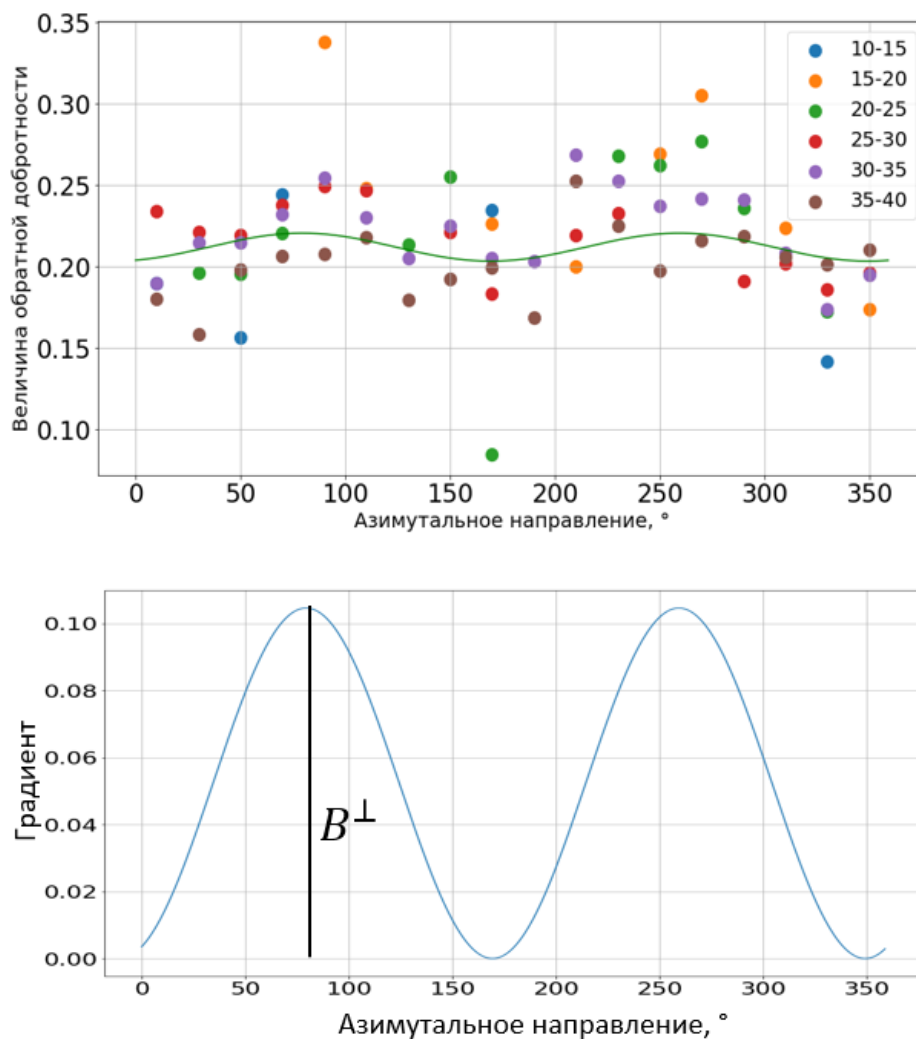


Рис. 6. Результаты QVOA-инверсии для супербина 385. Вверху – оценка величины обратной добротности и результат оптимизации для угла падения в 25° (зеленая синусоида). Разные цвета маркеров соответствуют разным углам падения. Внизу – зависимость градиента от азимута, азимутальное направление максимального градиента 79°

Указанная процедура оценки азимутальных вариаций обратной величины добротности была проведена для всех супербинов исследуемого участка.

Направления трещиноватости

Проведенная QVOA-инверсия позволила получить оценку направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое выше горизонта Pz на исследуемом участке месторождения. Для верификации результатов QVOA-инверсии по оценке направления трещиноватости также была проведена AVAZ-инверсия по амплитудам отражения от горизонта N1. Использовался первый этап оптимизационного алгоритма AVAZ-инверсии, реализующий метод Рюгера [Лыхин, Нефедкина, 2017].

Результаты, полученные двумя независимыми методами, представлены в виде векторной карты, показанной на рис. 7. Направление штрихов обозначает направление трещиноватости, длина штрихов – степень анизотропии поглощения для QVOA-инверсии (синие штрихи) и параметр B_{ani} для AVAZ-инверсии (белые штрихи). На карте отфильтрованы направления трещин, которые могут быть связаны с системой наблюдений. Для этого была разработана и применена процедура отбраковки отдельных направлений вдоль азимутов 0° и 90° в диапазоне $\pm 5^\circ$. Фильтрация была проведена по результатам QVOA- и AVAZ-инверсий.

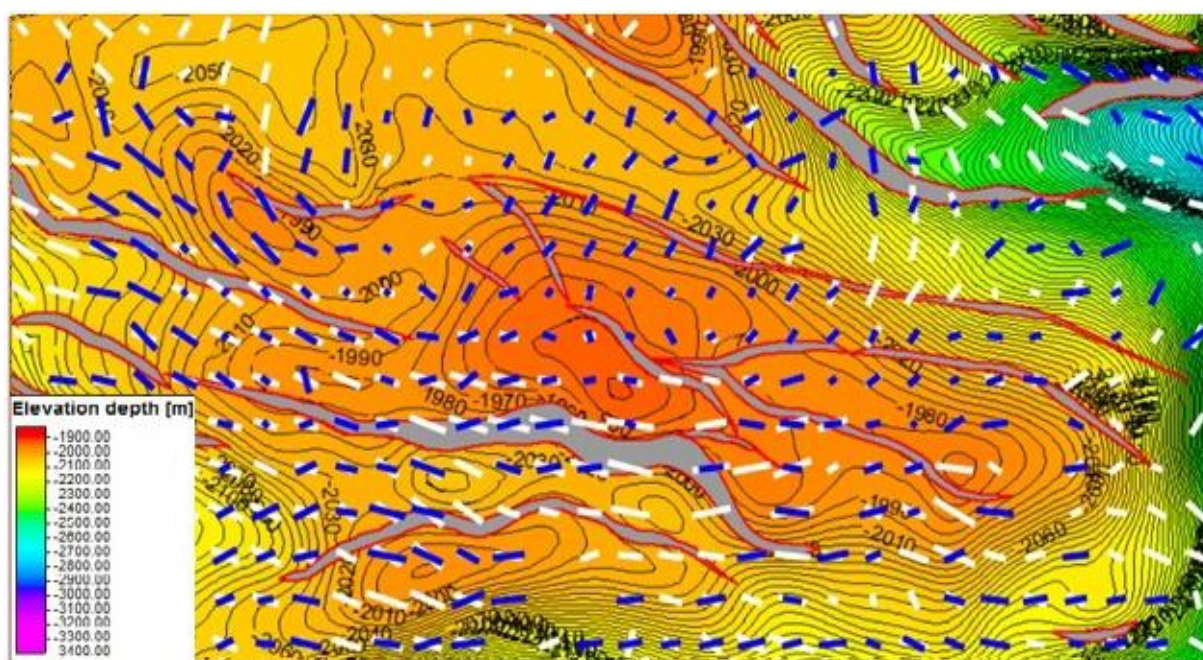


Рис. 7. Направления трещиноватости в Ng, нанесенные на карту глубин Pz. Направления, связанные с системой наблюдений, отфильтрованы. Синие штрихи – результаты QVOA-инверсии, белые штрихи – AVAZ-инверсии

На карте видна хорошая корреляция направлений трещиноватости, определенных по двум методам, за исключением юго-западного участка. Над поднятием палеозоя, расположенным в центре карты (см. рис. 7), мощность покрывающего его слоя миоцена уменьшается. Степень анизотропии здесь также снижается. Это связано с тем, что трещиноватость на куполе становится более хаотичной. На северо-западе видна хорошая согласованность направлений трещиноватости и сильная азимутальная анизотропия поглощения. Здесь ориентация трещин близка к региональному северо-западному направлению. В целом, хорошее совпадение направлений трещин по данным двух методов может служить верификацией метода QVOA.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа посвящена изучению поглощения продольных волн в анизотропной трещиноватой среде, покрывающей целевой объект, по данным 3D сейсмоки. С этой целью в ИНГГ СО РАН был разработан программный модуль, реализующий метод QVOA-инверсии. Модуль позволяет определить ориентацию трещин в слое по азимутальным вариациям поглощения энергии волны в этом слое. В качестве величины поглощения рассматривается обратная величина добротности.

Разработанный модуль QVOA-инверсии был опробован на данных 3D МОГТ одного из месторождений Паннонского бассейна (Республика Сербия). Был проведен азимутальный анализ поглощения в слое пород неогена, перекрывающих породы палеозойского фундамента, являющиеся целевым объектом нефтяной разведки. В результате были получены распределения направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое между отражающими горизонтами N1 и Pz.

Для оценки величины поглощения по реальным сейсмограммам был выбран метод спектральных отношений. Предварительно была проведена специальная подготовка данных, позволившая сформировать сейсмограммы общей точки отражения ОТО и значительно поднять отношение сигнал/помеха. Все алгоритмы и программы для этого были разработаны в ИНГГ СО РАН. К исходным сейсмограммам была применена также 5D интерполяция.

Для верификации результатов оценки направления трещиноватости методом QVOA-инверсии была проведена AVAZ-инверсия по данным отражения от горизонта N1. В результате было показано их общее соответствие, что подтверждает корректность результатов QVOA-инверсии.

В дальнейшем планируется разработать алгоритм компенсации влияния анизотропии поглощения в слое, расположенном выше целевого. Это необходимо для получения более достоверных оценок эффективных параметров трещиноватых коллекторов при наличии анизотропии вышележащих слоев.

Авторы благодарны компании «Нафtagас» за предоставленные сейсмические материалы.

Работа выполнена в рамках Государственного задания FWZZ-2022-0017.

ЛИТЕРАТУРА

- Авербух А.Г.** Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
- Гореявчев Н.А., Матвеев А.С., Митрофанов Г.М., Кушнарeв Р.С. Богатырев И.Ю.** Адаптивный подход к оценке сигнальной составляющей по азимутально-угловым сейсмограммам для задач динамического анализа // Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике: Научно-техническая конференция (г. Уфа, 5–8 октября 2021 г.): Сборник тезисов. – Уфа, 2021а. – С. 68.
- Гореявчев Н.А., Матвеев А.С., Дугаров Г.А., Нефедкина Т.В., Богатырев И.Ю., Дучков А.А., Митрофанов Г.М.** Применение современных математических методов для детального изучения целевых объектов среды // Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли. Вторая региональная конференция EAGE в России и странах СНГ (Новосибирск, 4–6 августа 2021 г.): Сборник тезисов. – Новосибирск, 2021б. – С. 27.
- Дугаров Г.А., Бекренев Р.К., Нефедкина Т.В.** Изучение влияния параметров анизотропии на коэффициенты отражения от границы двух азимутально-анизотропных сред // Геофизические технологии. – 2020. – № 2. – С. 18–29, doi: 10.18303/2619-1563-2020-2-18.
- Дугаров Г.А., Нефедкина Т.В., Богатырев И.Ю., Гореявчев Н.А., Митрофанов Г.М., Ольнева Т.В.** Опробование алгоритма AVAZ-инверсии, основанного на точных формулах, при обработке данных

широкоазимутальной сейсмической съемки // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – № 6 (2). – С. 12–19, doi: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19.

Лыхин П.А., Нефедкина Т.В. Потенциал нелинейной AVOA-инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 59–68.

Нефедкина Т.В., Лыхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд PP-отражений в анизотропных средах // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 21–32, doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-21-32.

Нефедкина Т.В., Бекренёв Р.К., Дугаров Г.А., Екименко А.В. AVAZ-инверсия как перспективный инструмент динамической интерпретации сейсмических данных // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 20–25, doi: 10.24887/0028-2448-2022-12-20-25.

Оболенцева И.Р., Гречка В.Ю. Лучевой метод в анизотропной среде (алгоритмы, программы) – Новосибирск: ИГиГ, 1989. – 225 с.

Рапопорт М.Б. Корреляционная методика прямых поисков залежей нефти и газа по сейсмическим данным // Разведочная геофизика. – М.: Недра, 1977. – Вып. 77. – С. 41–47.

Сейсморазведка. Справочник геофизика / Под ред. И.И. Гурвича, В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1981. – 484 с.

Чичинина Т.И., Сабинин В.И., Ронкийо-Харийо Х., Оболенцева И.Р. Метод QVOA для поиска трещиноватых коллекторов // Геология и геофизика. – 2006. – № 47 (2). – С. 259–277.

Aki K., Richards P.G. Quantitative Seismology. 2nd ed. – University Science Books, Sausalito, 2002. – 704 p.

Babbel G. Untersuchungen zur Bestimmung der Dämpfung seismischer Wellen aus Reflexionsseismogrammen. PhD Thesis. – University of Clausthal, 1984.

Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (6). – P. 1788–1802, doi: 10.1190/1.1444863.

Bath M. Spectral Analysis in Geophysics. – Amsterdam: Elsevier, 1974. – 580 p.

Carcione J.M. A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (4). – P. 1080–1092, doi: 10.1190/1.1444801.

Carcione J.M., Picotti S. P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // Geophysics. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.

Chichinina T., Romero Salcedo M., Valle Garcia R. Method and parallel processing system to estimate fracture orientation using variation of seismic attenuation. PATENT No. 391961 has been issued by the Mexican Institute of Industrial Property (IMPI). Issue date: April 21, 2022 – Patent Owner: Instituto Mexicano del Petroleo, 2023.

Clark R.A., Carter A.J., Nevill P.C., Benson P.M. Attenuation measurements from surface seismic data: azimuthal variation and time-lapse case studies // 63rd Conference and Technical Exhibition. – EAGE, 2001. – P. L28, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.15.L-28.

Deng W., Morozov I.B. Solid viscosity of fluid-saturated porous rock with squirt flows at seismic frequencies // Geophysics. – 2016. – Vol. 81 (4). – P. D381–D390, doi: 10.1190/geo2015-0406.1.

Gurevich B., Brajanovski M., Galvin R.J., Muller T.M., Toms-Stewart J. P-wave dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach // Geophysical Prospecting. – 2009. – Vol. 57 (2). – P. 225–237, doi: 10.1111/j.1365-2478.2009.00785.x.

Hamilton E.L. Compressional-wave attenuation in marine sediments // Geophysics. – 1972. – Vol. 37 (4). – P. 620–646, doi: 10.1190/1.1440287.

- Horne S., MacBeth C.** AVA observations in walk around VSPs // 67th Annual International Meeting (Dallas, November 2–7, 1997). – SEG, Dallas, Texas, 1997. – P. 290–293.
- Hudson J.A.** Overall properties of a cracked solid // Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society. – 1980. – Vol. 88 (2). – P. 371–384, doi: 10.1017/S0305004100057674.
- Jackson D.D., Anderson D.L.** Physical mechanisms of seismic wave attenuation // Reviews of Geophysics. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.
- Knopoff L. Q** // Reviews of Geophysics. – 1964. – Vol. 2 (4). – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.
- Luo M., Evans B.J.** 3D fracture assessment using AVAZ and a layer-stripping approach // Exploration Geophysics. – 2003. – Vol. 34. – P. 1–6, doi: 10.1071/EG03001.
- Luo M., Arihara N., Wang S., Di B., Wei J.** Abnormal transmission attenuation and its impact on seismic-fracture prediction – A physical modeling study // Geophysics. – 2006. – Vol. 71 (1). – P. D15–D22, doi: 10.1190/1.2159048.
- Lynn H., Beckham W.** P-wave azimuthal variations in attenuation, amplitude and velocity in 3D field data: Implications for mapping horizontal permeability anisotropy // 68th Annual International Meeting. SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 1998. – P. 193–196, doi: 10.1190/1.1820318.
- MacBeth C.** Azimuthal variation in *P*-wave signatures due to fluid flow // Geophysics. – 1999. – Vol. 64 (4). – P. 1181–1191, doi: 10.1190/1.1444625.
- Maultzsch S., Horne S., Archer S., Burkhardt H.** Effects of an anisotropic overburden on azimuthal amplitude analysis in horizontal transverse isotropic media // Geophysical Prospecting. – 2003. – Vol. 51 (1). – P. 61–74, doi: 10.1046/j.1365-2478.2003.00354.x.
- Mitrofanov G.M., Priimenko V.I.** Structural decomposition of the wave field in the solution of inverse seismic problems // Revista Brasileira de Geofísica. – 2010. – Vol. 28 (4). – P. 657–671, doi: 10.1590/S0102-261X2010000400010.
- Olneva T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z.** Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the Pre-Neogene base of the Pannonian Basin // First Break. – 2019. – Vol. 37 (10). – P. 91–97, doi: 10.3997/1365-2397.2019030.
- Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Society of Exploration Geophysics, 2001. – 185 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H.** Seismic Wave Attenuation. – Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 1981. – 459 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // Geophysics. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.

REFERENCES

- Aki K., Richards P.G.** Quantitative Seismology. 2nd ed. – University Science Books, Sausalito, 2002. – 704 p.
- Averbukh A.G.** Study of the Composition and Properties of Rocks during Seismic Exploration. – Nedra, Moscow, 1982. – 232 p.
- Babbel G.** Untersuchungen zur Bestimmung der Dämpfung seismischer Wellen aus Reflexionsseismogrammen. PhD Thesis. – University of Clausthal, 1984.
- Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I.** Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (6). – P. 1788–1802, doi: 10.1190/1.1444863.
- Bath M.** Spectral Analysis in Geophysics. – Amsterdam: Elsevier, 1974. – 580 p.

- Carcione J.M.** A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks // *Geophysics*. – 2000. – Vol. 65. – P. 1080–1092, doi: 10.1190/1.1444801.
- Carcione J.M., Picotti S.** P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.
- Chichinina T., Romero Salcedo M., Valle Garcia R.** Method and parallel processing system to estimate fracture orientation using variation of seismic attenuation. PATENT No. 391961 has been issued by the Mexican Institute of Industrial Property (IMPI). Issue date: April 21, 2022 – Patent Owner: Instituto Mexicano del Petroleo, 2023.
- Chichinina T.I., Sabinin V.I., Ronquiyo-Hariyo H., Obolentseva I.R.** The QVOA method for fractured reservoirs characterization // *Russian Geology and Geophysics*. – 2006. – Vol. 47 (2). – P. 265–283.
- Clark R.A., Carter A.J., Nevill P.C., Benson P.M.** Attenuation measurements from surface seismic data: azimuthal variation and time-lapse case studies // 63rd Conference and Technical Exhibition. – EAGE, 2001. – P. L28, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.15.L-28.
- Deng W., Morozov I.B.** Solid viscosity of fluid-saturated porous rock with squirt flows at seismic frequencies // *Geophysics*. – 2016. – Vol. 81 (4). – P. D381–D390, doi: 10.1190/geo2015-0406.1.
- Dugarov G.A., Bekrenev R. K., Nefedkina T.V.** Studying the influence of anisotropy parameters on the reflection factors from the boundary of two azimuthal anisotropic media // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. – 2020. – Vol. 2. – P. 18–29, doi: 10.18303/2619-1563-2020-2-18.
- Dugarov G.A., Nefedkina T.V., Bogatyrev I.Yu., Goreiavchev N.A., Mitrofanov G.M., Olneva T.V.** Application of AVAZ inversion algorithm based on exact formulas to a wide azimuth seismic survey data // *PROneft. Professionally about Oil*. – 2021. – Vol. 6 (2). – P. 12–19, doi: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19.
- Goreyavchev N.A., Matveev A.S., Mitrofanov G.M., Kushnarev R.S., Bogatyrev I.Yu.** An adaptive approach to estimating the signal component from azimuth-angle seismograms for dynamic analysis problems // *Digital Technologies in Hydrocarbon Production: from Models to Practice. Proceedings of the Scientific and Technical Conference (Ufa, October 5–8, 2021)*. – BashNIPINeft, Ufa, 2021a. – P. 68.
- Goreyavchev N.A., Matveev A.S., Dugarov G.A., Nefedkina T.V., Bogatyrev I.Yu., Duchkov A.A., Mitrofanov G.M.** Application of modern mathematical methods for a detailed study of target objects of medium // *Data Mining in the Oil and Gas Industry. Proceedings of the Second EAGE Regional Conference in Russia and the CIS. (Novosibirsk, August 4–6, 2021)*. – Novosibirsk, 2021b. – Article 27.
- Gurevich B., Brajanovski M., Galvin R.J., Muller T.M., Toms-Stewart J.** P-wave dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach // *Geophysical Prospecting*. – 2009. – Vol. 57 (2). – P. 225–237, doi: 10.1111/j.1365-2478.2009.00785.x.
- Hamilton E.L.** Compressional-wave attenuation in marine sediments // *Geophysics*. – 1972. – Vol. 37 (4). – P. 620–646, doi: 10.1190/1.1440287.
- Horne S., MacBeth C.** AVA observations in walk around VSPs // 67th Annual International Meeting (Dallas, November 2–7, 1997). – SEG, Dallas, Texas, 1997. – P. 290–293.
- Hudson J.A.** Overall properties of a cracked solid // *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. – 1980. – Vol. 88 (2). – P. 371–384, doi: 10.1017/S0305004100057674.
- Jackson D.D., Anderson D.L.** Physical mechanisms of seismic wave attenuation // *Reviews of Geophysics*. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.
- Knopoff L.** Q // *Reviews of Geophysics*. – 1964. – Vol. 2 (4). – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.
- Luo M., Evans B.J.** 3D fracture assessment using AVAZ and a layer-stripping approach // *Exploration Geophysics*. – 2003. – Vol. 34. – P. 1–6, doi: 10.1071/EG03001.

- Luo M., Arihara N., Wang S., Di B., Wei J.** Abnormal transmission attenuation and its impact on seismic-fracture prediction – A physical modeling study // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (1). – P. D15–D22, doi: 10.1190/1.2159048.
- Lykhin P.A., Nefedkina T.V.** The potential of non-linear AVOA-inversion of *PP*-reflections for exploring fractured carbonate reservoirs // *Seismic Technologies*. – 2017. – Vol. 2. – P. 59–68.
- Lynn H., Beckham W.** P-wave azimuthal variations in attenuation, amplitude and velocity in 3D field data: Implications for mapping horizontal permeability anisotropy // 68th Annual International Meeting. SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 1998. – P. 193–196, doi: 10.1190/1.1820318.
- MacBeth C.** Azimuthal variation in *P*-wave signatures due to fluid flow // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64 (4). – P. 1181–1191, doi: 10.1190/1.1444625.
- Maultzsch S., Horne S., Archer S., Burkhardt H.** Effects of an anisotropic overburden on azimuthal amplitude analysis in horizontal transverse isotropic media // *Geophysical Prospecting*. – 2003. – Vol. 51 (1). – P. 61–74, doi: 10.1046/j.1365-2478.2003.00354.x.
- Mitrofanov G.M., Priimenko V.I.** (2010). Structural decomposition of the wave field in the solution of inverse seismic problems // *Revista Brasileira de Geofisica*. – 2010. – Vol. 28 (4). – P. 657–671, doi: 10.1590/S0102-261X2010000400010.
- Nefedkina T.V., Bekrenev R. K., Dugarov G. A., Ekimenko A.V.** AVAZ inversion as a perspective tool for dynamic interpretation of seismic data // *Oil Industry*. – 2022. – Vol. 12. – P. 20–25, doi: 10.24887/0028-2448-2022-12-20-25.
- Nefedkina T.V., Lykhin P.A.** Applicability of the linearized approximation of the *P*-wave reflection coefficients for the azimuthal *PP*-reflection amplitude analysis in anisotropic media // *Seismic Technologies*. – 2016. – Vol. 4. – P. 21–32, doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-21-32.
- Obolentseva I.R., Grechka V.Y.** Ray Method in Anisotropic Medium (Algorithms, Programs) [in Russian]. – IGG SO AN SSSR, Novosibirsk, 1989. – 225 p.
- Olneva T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z.** Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the pre-neogene base of the Pannonian Basin // *First Break*. – 2019. – Vol. 37 (10). – P. 91–97, doi: 10.3997/1365-2397.2019030.
- Rapoport M.B.** Correlation method of direct search for oil and gas deposits from seismic data // *Exploration Geophysics*. – 1977. – Vol. 77. – P. 41–47.
- Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Society of Exploration Geophysics, 2001. – 185 p.
- Seismic Exploration.** Handbook of Geophysics / Gurvich I.I., Nomokonov V.P. (Eds.). – Nedra, Moscow, 1981. – 484 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H.** Seismic Wave Attenuation. – Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 1981. – 459 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ВАСИЛЕНКО Никита Константинович – инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, аспирант Новосибирского государственного университета. Основные научные интересы: разработка алгоритмов обработки сейсмических данных.

НЕФЕДКИНА Татьяна Викторовна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Область научных интересов: многоволновая сейсморазведка, обменные отраженные волны, AVOA-анализ и инверсия в анизотропных средах.

ДУГАРОВ Гэсэр Александрович – кандидат физико-математических наук, инженер по обработке больших данных ООО «Техкомпания Хуавэй». Область научных интересов: теория распространения сейсмических волн в анизотропных и поглощающих средах, эффективные модели.

БЕКРЕНЕВ Руслан Камильевич – инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, аспирант Новосибирского государственного университета. Область научных интересов: азимутальный AVO-анализ и инверсия в анизотропных средах.

Статья поступила 13 марта 2023,

принята к печати 23 мая 2023