## YAK 550.834.052

© Коллектив авторов, 2022



## AVAZ-инверсия как перспективный инструмент динамической интерпретации сейсмических данных

AVAZ inversion as a perspective tool for dynamic interpretation of seismic data

 T.V. Nefedkina<sup>1</sup>, R.K. Bekrenyov<sup>1,2</sup>, G.A. Dugarov<sup>1</sup>, A.V. Ekimenko<sup>3</sup>
 <sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the RAS, RF, Novosibirsk
 <sup>2</sup>Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk
 <sup>3</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: nefedkinatv@ipgg.sbras.ru, r.bekrenyov@mail.ru, dugarovga@ipgg.sbras.ru, ekimenko.av@gazpromneft-ntc.ru

Keywords: reflection coefficients, transversely isotropic medium, anisotropy, compressional waves, effective fracture parameters

The results of modified optimization algorithm for nonlinear AVAZ inversion are presented in the paper. Data of reflected compressional waves in anisotropic media is used. The algorithm based on exact formulas for reflection coefficients applied to processing and interpretation of 3D full-azimuth seismic data. Seismic survey was performed at one of the fields in the Orenburg area. The modified algorithm is differentiated on three stages. At the first stage, second-order Ruger approximation is used to estimate the symmetry axis direction of the anisotropic HTI medium. Using Ruger approximation allows to reduce the number of estimated parameters on the next stages, on which computationally expensive exact formulas are used. At the second stage, shear wave velocity is estimated from data in the isotropy plane. Anisotropy parameters are estimated at the last stage from reflection coefficient data for all offsets and azimuth. Differentiation on different stages allows to increase robustness of optimization, increase accuracy of estimated anisotropy parameters, and decrease computational time costs. The modified algorithm is compared with traditional approach with linearization of reflection coefficients by Ruger approximation. Results are presented in the form of vector maps of anisotropic parameters distribution: parameter for Ruge approximation  $B_{ani}$  and Thomsen parameter  $\gamma$  for exact formulas. From comparison analysis it could be concluded that AVAZ inversion algorithm based on exact formulas provides higher resolution of parameters distribution. The areas with increased anisotropy highlighted on the vector maps could be interpreted as areas with more ordered reservoir fracturing. Comparison with attribute analysis shows correspondence of results. Spotting areas with increased fracturing from higher anisotropy in combination with other dynamic attributes allows to identify areas with better filtration characteristics of the reservoir, which are more favorable for drilling.

Инверсия амплитуд отраженных волн, зависящих от азимута наблюдений (AVAZ-инверсия), широко применяется для выявления и картирования зон повышенной азимутально-ориентированной трещиноватости, создающей анизотропию среды. К этим зонам часто приурочены месторождения нефти и газа.

Резервуары с системой параллельных трещин могут быть представлены эффективной моделью трансверсально изотропной (TI) среды с осью симметрии, нормальной плоскостям трещин. В частности, система вертикальных азимутально-ориентированных трещин может быть представлена трансверсально-изотропной средой с горизонтальной осью симметрии (HTI). В основе традиционного AVOA-анализа и AVAZ-инверсии лежат линеаризованные аппроксимации Рюге [1] для математического описания плосковолнового коэффициента отражения продольной волны на границе изотропного и слабо анизотропного (HTI) полупространств. Основные подходы, использующие линеаризованные аппроксимации коэффициентов отражения, применимы лишь для слабоконтрастных границ и коллекторов со **Т.В. Нефедкина<sup>1</sup>,** к.г.-м.н., **Р.К. Бекренёв<sup>1,2</sup>, Г.А. Дугаров<sup>1</sup>,** к.ф.-м.н., **А.В. Екименко<sup>3</sup>,** к.г.-м.н.

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН <sup>2</sup>Новосибирский гос. университет <sup>3</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Адреса для связи: nefedkinatv@ipgg.sbras.ru, r.bekrenyov@mail.ru, dugarovga@ipgg.sbras.ru, ekimenko.av@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: коэффициенты отражения, трансверсальноизотропная среда с горизонтальной осью симметрии, анизотропия, продольные волны, эффективные параметры трещиноватости

## DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-20-25

Исследование выполнено в рамках научного проекта FWZZ-2022-0017

слабой анизотропией [2]. При контрастных отражающих границах и сильной анизотропии переход от параметров аппроксимации к параметрам анизотропии неправомерен и, следовательно, о параметрах трещиноватого коллектора можно судить только на качественном уровне. В этом случае необходимо переходить к использованию точных формул для расчета плосковолновых коэффициентов отражения. Такой подход позволяет определить параметры анизотропии трещиноватой среды, по которым в дальнейшем могут быть рассчитаны такие характеристики трещиноватого коллектора, как плотность трещин и их флюидонасыщение [3, 4].

В ИНГГ СО РАН разработан оптимизационный алгоритм AVAZ-инверсии, основанный на использовании точных формул для расчета коэффициентов отражения упругих волн от границы изотропного и анизотропного (типа HTI) слоев [5, 6]. Он был широко протестирован на синтетических данных, рассчитанных для моделей нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири [2, 5]. На фактических данных разработанный алгоритм был впервые опробован при обработке и интерпретации полевых материалов полноазимутальной 3D сейсмической съемки, проведенной на одном из месторождений Республики Сербия [7]. Результаты этих работ показали, что алгоритм AVAZинверсии обеспечивает бо́льшую детализацию карт направлений трещиноватости и степени анизотропии, чем традиционный метод Рюге. Сопоставление полученных данных с данными скважинных исследований, выполненных с помощью азимутального микроимиджера FMI, показало их соответствие и надежность работы разработанного алгоритма.

В статье представлены результаты применения разработанного алгоритма при обработке и интерпретации полевых данных полно-азимутальной 3D сейсмической съемки, проведенной на одном из месторождений в Оренбургской области. Полевые работы, обработка и структурная интерпретация полученных материалов выполнены специалистами AO «Башнефтегеофизика», AVAZ-инверсия – сотрудниками ИНГГ СО РАН и ООО «Газпромнефть НТЦ».

## Краткое описание алгоритма AVAZ-инверсии

Подробное описание алгоритма AVAZ-инверсии было приведено в предыдущих работах авторов [2, 5–7]. В данной работе методика инверсии была несколько модифицирована. Осуществлен переход от двухэтапной к трехэтапной инверсии: этап с использованием точных формул для расчета плосковолновых коэффициентов отражения разделен на два шага – в изотропной и анизотропной постановках.

AVAZ-инверсия реализуется методами нелинейной оптимизации. Определяется глобальный минимум функционала невязки между наблюденными и теоретическими значениями амплитуд отражения

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left(A_{obs}(\theta_i, \varphi_i) - A_t(\theta_i, \varphi_i, \mathbf{v})\right)^2}, \qquad (1)$$

где n – число используемых комбинаций источник – приемник;  $A_{obs}$  – наблюденные амплитуды отражения, исправленные с учетом геометрического расхождения;  $\theta_i$ ,  $\varphi_i$  – соответственно угол падения волны на целевой слой и азимутальный угол лучевой плоскости отраженной волны для *i*-й комбинации источник – приемник;  $A_t$  – теоретическое описание амплитуд отражения, в качестве которого рассматриваются плосковолновые коэффициенты отражения; **v** – вектор неизвестных параметров целевого слоя НТІ. Неизвестными параметрами целевого слоя являются: направление оси симметрии, параметры анизотропии Томсена и скорость поперечной волны.

При расчете функционала (1) наблюденные амплитуды сравниваются с коэффициентами отражения, для чего необходимо привести их к единой размерности. В связи с этим наблюденные амплитуды отражения *A*<sub>obs</sub> пересчитываются в коэффициенты отражения *R*<sub>obs</sub> по формуле

$$R_{obs}(l_i, \varphi_i) = C_{conv} A_{obs}(l_i, \varphi_i), \qquad (2)$$

где  $C_{conv} = R_t(0)/A_{obs}(0)$  – масштабный множитель, представляющий собой отношение теоретического коэффициента отражения к наблюденной амплитуде при нулевом удалении. В качестве априорной информации для AVAZ-инверсии по точным формулам используются значения скорости продольной волны  $v_p$  выше и ниже отражающего горизонта, полученные на основе глубинно-скоростной модели (ГСМ). Также необходимо задать априорные значения следующих параметров: плотности  $\rho$  выше и ниже отражающей границы и скорости поперечной волны  $v_s$  в изотропном покрывающем слое. Эти параметры были вычислены с использованием следующих эмпирических зависимостей:

$$\rho = 1,74 \, \nu_p^{0.25}; \, \nu_s = (\nu_p - 1,36)/1,16. \tag{3}$$

На первом этапе минимизация функционала (1) проводилась с применением двухчленной аппроксимации Рюге

$$R^{PP} = A + (B_{iso} + B_{ani}\cos^2(\varphi - \varphi_0))\sin^2\theta, \qquad (4)$$

где A – коэффициент отражения при падении волны по нормали к границе;  $B_{iso}$  – изотропная часть градиента AVO;  $B_{ani}$  – анизотропная добавка к градиенту;  $\varphi_0$  – азимут оси симметрии в HTI слое, перпендикулярной направлению ориентированной трещиноватости.

В результате на этом этапе определяются направление (или азимут) оси симметрии  $\varphi_0$  и параметр аппроксимации  $B_{ani}$ , дающий первую приближенную оценку величины анизотропии в целевом слое. В качестве  $A_{obs}$  используются амплитуды целевого отражения при углах падения менее (15–20)°.

На втором этапе в изотропной постановке с применением точных формул, считая направление оси симметрии  $\varphi_0$  известным, восстанавливались изотропные упругие параметры нижнего слоя (в частности, скорость поперечной волны). Для этого на каждом бине выбирались трассы с азимутами, близкими к плоскости изотропии ( $\varphi_0$  + 90)° – (направление трещин) в секторе (20–30)°. По ним определялись значения  $\nu_s$  в нижнем слое при нулевых заданных значениях параметров анизотропии.

На третьем этапе выполнялась полноазимутальная инверсия с использованием точных формул. В результате оптимизации по совокупности всех трасс бина определялись значения параметров анизотропии Томсена  $\varepsilon^{(\nu)}$ ,  $\delta^{(\nu)}$ ,  $\gamma$  [8] в целевом слое при известных остальных упругих параметрах модели.

Данный подход позволил разделить влияние на коэффициенты отражения изотропных и анизотропных параметров модели и на третьем этапе алгоритма определять только параметры анизотропии Томсена. Это привело к сокращению среднего времени работы алгоритма, а также к повышению устойчивости решения обратной задачи и точности оценки параметров анизотропии.

Следующим важным шагом при интерпретации результатов AVAZ-инверсии является переход от параметров анизотропии к параметрам трещиноватого коллектора. Как уже было отмечено, на качественном уровне интенсивность анизотропии и связанная с ней плотность трещин *е* определяются по величине анизотропной части градиента *B*<sub>ani</sub>. Более точно плотность трещин можно рассчитать в модели с изолированными эллипсоидальными трещинами (penny-shaped cracks) по фор-

21

мулам, связывающим *е* с коэффициентами анизотропии Томсена  $\gamma$  и  $\delta^{(V)}$  [3, 4]. Одна из таких формул:

$$e = \frac{3}{8}\gamma(3-2g),\tag{5}$$

где  $\gamma = (v_{s,\parallel}^2 - v_{s,\perp}^2)/2v_{s,\parallel}^2$  – параметр анизотропии Томсена;  $v_{s,\parallel}$ ,  $v_{s,\perp}$  – скорость поперечных волн, поляризованных соответственно параллельно и перпендикулярно трещинам; *g* – квадрат отношения скоростей  $v_{s,\parallel}/v_{p,\parallel}$ ;  $v_{p,\parallel}$  – скорость продольных волн, распространяющихся параллельно трещинам.

Формула (5) может применяться для любого типа флюидонасыщения трещиноватого коллектора. Для получения уточненных количественных оценок плотности трещин необходимо использовать теоретические данные о влиянии характера трещин и напряженного состояния среды на параметры анизотропии, а также петрофизические характеристики пластов исследуемого месторождения.

## Анализ исходных данных

Апробация разработанного алгоритма AVAZ-инверсии проводилась на сейсмических материалах, полученных методом общей глубинной точки (МОГТ) 3D. В региональном тектоническом плане исследуемая площадь приурочена к юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы и к северной части Бузулукской впадины, которая по отложениям осадочного чехла (верхний девон + нижний карбон) осложнена Муханово-Ероховским некомпенсированным прогибом, в нефтегазоносном отношении – к Северо-Бузулукской нефтегазоносной области.

Номинальная кратность наблюдений составила 384, максимальное удаление взрыв – прием – 6752,9 м, расстояние между линиями возбуждения – 200 м, между линиями приема – 300 м, между пунктами возбуждения на линии возбуждения и пунктами приема на линии приема – 50 м, размер бина 25×25 м.

Обработка сейсмических данных проведена в Центре «Геоинформ» ООО «ТНГ-Групп» с использованием пакетов программ ЕСНОЅ 2018. Интерпретация осуществлялась в программных комплексах IESX, Seis 3D, Stratlog, CPS-3 Mapping фирм Schlumberger и Stratimagic.

Для проведения AVAZ-инверсии был выбран тестовый участок размером 6,25×7 км, расположенный в западной части площади работ. Объем данных составляет 75000 общих глубинных точек (ОГТ). Целевым объектом исследований являлись карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона. С кровлей турнейского яруса связан отражающий горизонт (ОГ) Т. В верхней части турнейского яруса расположен продуктивный пласт Т1, представленный неоднородными слабопористыми трещиноватыми известняками с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В нем наблюдается чередование проницаемых и плотных непроницаемых прослоев, не выдержанных по площади и разрезу, что создает большие трудности для прогнозирования бурения скважин.

На рис. 1 представлена ГСМ для тестового участка с наложенными на нее отражающими горизонтами. Кроме целевого ОГ Т на глубине 2880–2900 м прослежены еще два ОГ: Ок на глубине 2100 м и У на глубине 2450 м. На рис. 1 четко видны границы между высокоскоростными ( $v_p = 5000-5800$  м/с) карбонатными слоями окского надгоризонта и турнейского яруса и низкоскоростной ( $v_p = 3600-3800$  м/с) терригенной толщей бобриковского и радаевского горизонтов. Относительный скачок  $v_p$  на границе У составляет 44 %, на границе T – равен 48 %. В условиях столь контрастного разреза аппроксимация Рюге не может применяться для определения коэффициентов анизотропии [2].



Рис. 1. ГСМ для тестового участка с наложенными на нее отражающими горизонтами: Ок – кровля окского надгоризонта, У – кровля бобриковского горизонта, Т – кровля турнейского яруса (штрих-пунктиром показаны глубины, которым соответствуют значения v<sub>o</sub>, использованные при AVAZ-инверсии)

Из рис. 1 видно, что ОГ У точно совпадает со скоростной границей, ОГ Т проходит немного ниже ее, что связано с корреляцией ОГ Т по энергетически лучше выраженной отрицательной фазе.

Тестовые данные представляют собой угловые мигрированные сейсмограммы до суммирования с информацией (угол – азимут отражения). Пример такой сейсмограммы показан на рис. 2. Целевым является отражение от ОГ Т. Сейсмограммы имеют две особенности: во-пер-



Рис. 2. Сейсмограмма для ОГТ 330409

22

вых, оси синфазности всех горизонтов носят кусочносинусоидальный характер, во-вторых, между ОГ У и Т полностью гасится энергия волнового поля при средних и больших углах падения. Первая особенность свидетельствует о наличии азимутальной анизотропии на всем интервале разреза, вторая связана с сильным преломлением отраженных лучей на контрастной границе У, вследствие чего лучи уходят за пределы базы наблюдений. В связи с этим для AVAZ-инверсии продольных волн, отраженных от ОГ Т, использовались трассы для углов падения менее 25°.

На тестовом участке по трем выделенным горизонтам были вычислены среднеквадратичные амплитуды продольных отраженных волн  $A_{obs}(\theta_i, \varphi_i)$ . Окна анализа выбирались примерно равными 1,5 периода соответствующей волны. На рис. 3 показан пример амплитудных кривых, пересчитанных в коэффициенты отражения для отражения ОГ Т в ОГТ 330409. На нем видна характерная для отражения от среды НТІ квазисинусоидальная зависимость амплитуд отражения от азимутальных направлений с периодом повторения 180°. Этот признак является решающим при отборе сейсмограмм, пригодных для AVAZ-инверсии.

## Результаты проведения АVAZ-инверсии

АVAZ-инверсия была проведена по трем ОГ: Ок, У и Т. Наибольший интерес представляют результаты AVAZинверсии по целевому ОГ Т. Для ОГ Ок и У выполнялся только первый этап инверсии методом Рюге, для определения анизотропного параметра  $B_{ani}$  и направления оси симметрии (или ортогонального к нему направления трещин). Для горизонта Т применялась полная модифицированная AVAZ-инверсия, состоящая из трех этапов.

Ранее по данным анализа кинематических особенностей волновой картины тестовых сейсмограмм авторами было сделано заключение, что все породы изучаемого интервала слабо анизотропны. В случае разного характера анизотропии в слоях, залегающих выше и ниже по разрезу, неучет анизотропии покрывающей толщи может вносить определенные погрешности в результаты AVAZ-инверсии для целевого горизонта [7, 9]. В связи с этим оценка параметров анизотропии по ОГ Ок и У представляет особый интерес.

На рис. 4 показаны результаты AVAZ-инверсии по целевому ОГ Т и ОГ У, полученные на первом этапе работы алгоритма. По результатам инверсии для горизонта Т можно выделить несколько участков с повышенными

значениями  $B_{ani}$  (от 2 до 3,5). Направления трещин на этих участках образуют «цветковые» структуры. На векторной карте для горизонта У также выделяются области повышенных значений  $B_{ani}$ , в которых направления трещин образуют подобие «цветковых» структур.

Сравнивая векторные карты, представленные на рис. 4, можно отметить, что некоторые области с повышенным значением  $B_{ani}$  для ОГ Т и ОГ У похожи как по их пространственному положению, так и по направлению трещин (например, области вокруг ОГТ 330409 и ОГТ 343517). Подобная закономерность отмечается и для ОГ Ок. Это дает основание предположить,



Рис. З. Зависимость амплитуд отражения ОГ Т от азимутального направления для ОГТ 330409 при различных углах падения



Рис. 4. Результаты первого этапа инверсии для ОГ Т (а) и ОГ У (б) (направление штриха соответствует направлению трещин, длина штриха пропорциональна B<sub>ал</sub>)

23

что, во-первых, азимутальная анизотропия на тестовом участке для всех трех горизонтов возникла примерно в одно геологическое время в результате одних и тех же тектонических движений. Во-вторых, анизотропия верхних горизонтов не должна искажать результаты AVAZ-инверсии для целевого горизонта Т. В-третьих, алгоритмы инверсии как по методу Рюге, так и с применением точных формул, применимы для обработки данных на исследуемой площади, поскольку они разработаны для модели среды ISO/НТІ или HTI/HTI с одинаковым направлением оси симметрии.

AVAZ-инверсия по точным формулам (второй и третий этапы алгоритма) требует много времени для нахождения минимума функционала (около 10 мин для одной ОГТ), поэтому проведение инверсии с использованием точных формул для всей площади и для всех горизонтов нецелесообразно. Инверсия проводилась только для целевого горизонта Т на небольших участках размером 750×750 м. Выбор данных участков основывался на высоких значениях *B*<sub>ani</sub> для ОГ Т по результатам AVAZ-инверсии методом Рюге и примерно совпадающих направлениях трещиноватости для всех трех горизонтов в пределах участка.

Результаты инверсии по точным формулам и методом Рюге для участка вокруг ОГТ 364414 (Inline 220/ Crosline 750) представлены на рис. 5. На нем видна хорошая корреляция зон с повышенной анизотропией, выявленных в результате инверсии по точным формулам (второй и третий этапы инверсии), с результатами по аппроксимации Рюге (первый этап инверсии). Это может указывать на то, что инверсия по точным формулам устойчива. В то же время из анализа рис. 5 следует, что векторная карта по параметру анизотропии у значительно более дифференцирована, чем карта по В<sub>апі</sub>. По ней можно более точно выделить область максимального значения этого параметра, а следовательно, и максимальной анизотропии. В меньшей степени это можно сказать о параметре  $\delta^{(\nu)}$ . Таким образом, параметр анизотропии Томсена у обеспечивает большую детализацию карты, чем параметр аппроксимации Рюге B<sub>ani</sub>. Такое заключение совпадает и с теоретическими представлениями [1]. Тем не менее определение и анализ значений параметра  $B_{ani}$  на первом этапе алгоритма AVAZ-инверсии имеют большое практическое значение, поскольку позволяют выделить области повышенной анизотропии с минимальными временными затратами. Дальнейшее уточнение параметров анизотропии по точным формулам проводится на третьем этапе алгоритма, требующем значительно бо́льших вычислительных ресурсов.

В отличие от параметра  $B_{ani}$  параметр  $\gamma$  имеет физический смысл и в случае упругой трансверсально-изотропной среды HTI характеризует относительную разность значений скорости поперечной волны, поляризованной вдоль и поперек трещин. Согласно литературным данным предельные значения параметра  $\gamma$  для карбонатных коллекторов не превышают 0,4–1,0 [10, 11]. Авторами получены несколько бо́льшие оценки, что можно, предположительно, объяснить неучтенным поглощением энергии сейсмической волны в покрывающей толще [12, 13]. Зоны с повышенной анизотропией могут быть интерпретированы как области максимальной трещиноватости коллектора.

# Сопоставление результатов AVAZ-инверсии и атрибутного анализа

АО «Башнефтегеофизика» проведен атрибутный анализ сейсмической записи в интервале залегания продуктивного пласта Т1. По данным атрибутного анализа установлен предполагаемый контур залежи пласта Т1. Геологическая структура, выделенная по сейсмическим данным, контролирует литологически замкнутую, с литологическим выклиниванием, залежь. Результаты AVAZ-инверсии для целевого горизонта Т (см. рис. 4, 5) полностью соответствуют данным атрибутного анализа. Зоны повышенной трещиноватости, выделенные по высоким значениям анизотропии, окаймляют сводовую часть структуры, для которой характерны пониженные амплитуды отражения ОГ Т. Эти зоны могут быть связаны с наличием нефтенасыщенных пластов с хорошими коллекторскими свойствами.

Поскольку продуктивный пласт T1 характеризуется значительной неоднородностью по своим фильтрацион-



Рис. 5. Карты параметра аппроксимации Рюге *B<sub>ani</sub> (a)* и параметра анизотропии Томсена γ (*b*), полученные по результатам инверсии для ОГ Т

12'2022

но-емкостным характеристикам, чередованием проницаемых и плотных непроницаемых прослоев, выделение зон с хорошими коллекторскими свойствами играет существенную роль при прогнозировании бурения скважин. Авторами намечены три такие зоны с центрами в точках следующих пересечений: 1) Inline 208 и Crossline 748; 2) Inline 201и Crossline 867; 3) Inline 110 и Crossline 770.

### Выводы

1. Приведены результаты AVAZ-инверсии продольных волн, выполненной при обработке и интерпретации полевых данных полно-азимутальной 3D сейсмической съемки на одном из месторождений в Оренбургской области. AVAZ-инверсия проведена с помощью разработанного в ИНГГ СО РАН оптимизационного алгоритма, основанного на точных формулах для расчета коэффициентов отражения.

2. Процедура AVAZ-инверсии реализуется в три этапа. На первом этапе используется двухчленная аппроксимация Рюге с целью получения направления оси симметрии анизотропной среды HTI, на втором и третьем – AVAZ-инверсия по точным формулам.

3. Разделение алгоритма инверсии на три этапа позволило добиться бо́льшей устойчивости процедуры оптимизации, увеличения точности определения параметров анизотропии, а также сокращения расчетного времени. Использование аппроксимации Рюге в качестве первого этапа оптимизационного алгоритма является наиболее оптимальным подходом, так как позволяет уменьшить число восстанавливаемых параметров по точным формулам.

4. На основании анализа векторных карт распределения анизотропных параметров  $B_{ani}$  и  $\gamma$  были выделены зоны с повышенной анизотропией, которые могут быть интерпретированы как области максимальной упорядоченной трещиноватости коллектора. Эти зоны могут быть связаны с наличием нефтенасыщенных пластов с хорошими коллекторскими свойствами.

5. AVAZ-инверсия продольных волн является перспективным инструментом интерпретации, позволяющим восстанавливать такие эффективные параметры трещиноватых коллекторов углеводородов, как направление и плотность трещин. Знание этих параметров в комплексе с другими динамическими атрибутами позволяет надежно выделить контур залежи нефти и наметить участки с наилучшими фильтрационными характеристиками коллектора, наиболее благоприятные для бурения скважин.

#### Список литературы

- Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. Society of Exploration Geophysics, 2001. 185 р. DOI:10.1190/1.9781560801764
  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.
- 3. 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. V. 65. no. 6. P. 1788–1802. DOI:10.1190/1.1444863
- 4. Hudson J.A. Overall properties of a cracked solid // Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society. 1980. V. 88. no. 2. P. 371–384. https://doi.org/10.1017/S0305004100057674
- 5. 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. DOI: 10.18303/1813-4254-2017-2-59-68
- Б. *Нефедкина Т.В., Лыхин П.А., Дугаров Г.А.* Определение упругих параметров азимутально-анизотропных сред из многоволновых AVOA данных методом нелинейной оптимизации // Геофизические технологии. 2018. № 2. С. 14–25. DOI: 10.18303/2619-1563-2018-2-2
- 7. Опробование алгоритма AVAZ-инверсии, основанного на точных формулах, при обработке данных широкоазимутальной сейсмической съёмки / Г.А. Дугаров, Т.В. Нефедкина, И.Ю. Богатырев, [и др.] // РRОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. б. – № 2. – С. 12–19.
- 8. *Tsvankin I.* Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy // Geophysics. 1997. V. 62. no. 2. P. 614–629. DOI:10.1190/1.1444170 9. *Luo M., Evans BJ.* 3D fracture assessment using AVAz and a layer-stripping approach // Exploration Geophysics. – 2003. – V. 34. – P. 1–6. – DOI:10.1071/EG03001

10. *Thomsen L.* Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock // Geophysical Prospecting. – 1995. – V. 43. – P. 805–829. - DOI:10.3997/2214-4609.201410817 11. *Баюк И.О., Рыжков В.И.* Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 3. – С. 32–42.

12. Abnormal transmission attenuation and its impact on seismic-fracture prediction – A physical modeling study / Luo M., Arihara N., Wang S., [et al.] // Geophysics. – 2006. – V. 71. – no. 1. – P. D15–D22. - D0I:10.1190/1.2159048

13. *P-wave* dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach / B. Gurevich, M. Brajanovski, R.J. Galvin [et al.] // Geophysical Prospecting. – 2009. – V. 57. – P. 225–237. – DOI:10.1111/j.1365-2478.2009.00785.x

#### References

1. Rüger A., Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media, Society of Exploration Geophysics, 2001, 185 p., DOI:10.1190/1.9781560801764

2. 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 (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2016, no. 4, pp. 21–32, DOI: 10.18303/1813-4254-2016-4-21-32

3. 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, V. 65, no. 6, pp. 1788–1802, DOI:10.1190/1.1444863

5. Lykhin P.A., Nefedkina T.V., The potential of non-linear AVOA-inversion of PP-reflections for exploring fractured carbonate reservoirs (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2017, № 2, pp. 59–68, DOI: 10.18303/1813-4254-2017-2-59-68

6. Nefedkina T.V., Lykhin P.A., Dugarov G.A., Determination of azimuthal anisotropic media elastic parameters from multiwave AVOA data by nonlinear optimization method (In Russ.), Geofizicheskie tekhnologii, 2018, no. 2, pp. 14–26, DOI: 10.18303/2619-1563-2018-2-2

7. Dugarov G.A., Nefedkina T.V., Bogatyrev I.Yu. et al., Application of AVAZ inversion algorithm based on exact formulas to a wide-azimuth seismic survey data (In Russ.), PROneft'. Professional'no o nefti, 2021, V. 6, no. 2, pp. 12–19, DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19

Tsvankin I., Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy, Geophysics, 1997, V. 62, no. 2, pp. 614–629, DOI:10.1190/1.1444170
 Luo M., Evans B.J., 3D fracture assessment using AVAz and a layer-stripping approach, Exploration Geophysics, 2003, V. 34, pp. 1–6, DOI:10.1071/EG03001

10. Thomsen L., *Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock*, Geophysical Prospecting, 1995, V. 43, pp. 805–829, DOI:10.3997/2214-4609.201410817

11. Bayuk I.O., Ryzhkov V.I., Determination of parameters of fractures and pores in carbonate reservoirs according to wave acoustic logging data (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2010, no. 3, pp. 32–42.

12. 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, V. 7l, no. 1, pp. DI5–D22, DOI:10.1190/1.2159048

13. Gurevich B., Brajanovski M., Galvin R.J. et al., *P-wave dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach*, Geophysical Prospecting, 2009, V. 57, pp. 225–237, DOI:10.1111/j1.1365-2478.2009.00785.x

<sup>4.</sup> Hudson J.A., Overall properties of a cracked solid, Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1980, V. 88, no. 2, pp. 371–384, DOI: https://doi.org/10.1017/S0305004100057674