

# ОПРОБОВАНИЕ АЛГОРИТМА AVAZ-ИНВЕРСИИ, ОСНОВАННОГО НА ТОЧНЫХ ФОРМУЛАХ, ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ШИРОКОАЗИМУТАЛЬНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

© Коллектив авторов,  
2021

**Г.А. Дугаров<sup>1</sup>, Т.В. Нефедкина<sup>1</sup>, И.Ю. Богатырев<sup>2</sup>, Н.А. Горевачев<sup>1,3</sup>, Г.М. Митрофанов<sup>1,3</sup>, Т.В. Ольева<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

<sup>2</sup>«НТЦ НИС – Нафтагас»

<sup>3</sup>Новосибирский государственный университет

<sup>4</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** dugarovga@ipgg.sbras.ru

В данной работе рассматриваются результаты применения оптимизационного алгоритма нелинейной AVAZ-инверсии отраженных продольных (PP) волн в анизотропных средах, основанного на точных коэффициентах отражения, при обработке и интерпретации полевых данных полноазимутальной 3D сейсмической съемки, выполненной на одном из месторождений Республики Сербия. Проводится сравнение с традиционным методом Рюгера, базирующемся на линеаризованных аппроксимациях коэффициента отражения Р-волны на границе изотропного и анизотропного (HTI – трансверсально-изотропная среда с горизонтальной осью симметрии) полупространств. Анализ карт направлений трещиноватости и степени анизотропии, построенных по данным двух методов, показал, что алгоритм AVAZ-инверсии, использующий точные формулы, обеспечивает большую детализацию карт. Сопоставление результатов с данными скважинных исследований, выполненных методом FMI (микроимиджеров), показало общее соответствие результатов и надежность работы разработанного алгоритма.

**Ключевые слова:** коэффициенты отражения, трансверсально-изотропная с горизонтальной осью симметрии, анизотропия, продольные волны, эффективные параметры трещиноватости

APPLICATION OF AVAZ INVERSION ALGORITHM BASED ON EXACT FORMULAS  
TO A WIDE-AZIMUTH SEISMIC SURVEY DATA

**G.A. Dugarov<sup>1</sup>, T.V. Nefedkina<sup>1</sup>, I.Yu. Bogatyrev<sup>2</sup>, N.A. Goreiavchev<sup>1,3</sup>, G.M. Mitrofanov<sup>1,3</sup>, T.V. Olneva<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, RF, Novosibirsk

<sup>2</sup>NTC NIS – Naftagas, Serbia, Novi Sad

<sup>3</sup>Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

<sup>4</sup>Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Results of applying of nonlinear AVAZ inversion optimization algorithm to data from 3D wide-azimuth seismic survey in the Republic of Serbia are presented. The algorithm is based on exact reflection coefficients formulas for PP reflection from anisotropic medium. We compare it with a conventional algorithm based on Ruger linear approximation of P-wave reflection from a boundary between isotropic and anisotropic (HTI) media. Maps of fracture orientation and anisotropy degree are more detailed in the case of using AVAZ inversion based on exact formulas. The results are in general accordance with the FMI well data, which indicates reliable performance of the algorithm.

**Keywords:** reflection coefficients, transversely isotropic (HTI) medium, anisotropy, compressional waves, effective fracture parameters

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19>

## ВВЕДЕНИЕ

В процессе обработки полноазимутальных и широкоазимутальных (CMP Ratio  $L/W > 0,7$ ) сейсмических данных и AVAZ-инверсии специалисты получают дополнительные массивы информации (атрибуты) для последующей геологической интерпретации. Анизотропная интерпретация, наряду со

структурной и динамической интерпретацией, в настоящее время оформляется как самостоятельное целостное направление в интерпретации сейсмических данных со своими подходами, приемами и методами исследований. Несмотря на то что природа анизотропии остается дискуссионным вопросом, развитие этого направления, несомненно, представляет как научный, так и практический интерес.

При нахождении параметров систем ориентированных трещин по данным об анизотропии скоростей (VVAZ) или амплитуд отраженных волн (AVAZ) используют анизотропные аппроксимации сред с ориентированной трещиноватостью [1–3]. Наиболее простой и принципиально важной является модель трансверсально-изотропной (ТИ) среды. Резервуары с системой параллельных трещин могут быть представлены эффективной моделью трансверсально-изотропной среды с осью симметрии, нормальной плоскостям трещин. В случае субвертикального расположения трещин данная среда описывается моделью ТИ с горизонтальной осью симметрии (НТИ).

При исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия было выполнено опробование технологии глубинной полноазимутальной угловой миграции EarthStudy360® (ES360) [4, 5], включая оценку анизотропии типа НТИ по результатам VVAZ- и AVAZ-инверсии [6]. Параметры сейсмической съемки полностью соответствовали требованиям применения данной технологии. В процессе глубинной обработки сейсмических данных и анализа мигрированных рефлексивных полноазимутальных угловых сейсмограмм были зарегистрированы сейсмические эффекты анизотропии типа НТИ (горизонтально-поперечной изотропии) и подтверждена анизотропная модель среды. Результаты исследования были опубликованы в серии статей и тезисов, неоднократно представлялись как на отечественных, так и на международных конференциях [7–9].

В процессе осуществления научно-исследовательской работы остался ряд неопределенностей, связанных с теоретическими аспектами изучения анизотропии, а также алгоритмами и технологией, реализованными в пакете ES360. Данная неопределенность является зачастую неизбежной при применении программных разработок, выполненных зарубежными компаниями. Это стимулирует и определяет значимость отечественных разработок, которые могут выдерживать конкуренцию на мировом уровне за счет интеграции исследовательских центров нефтегазовых компаний с ведущими академическими институтами.

В данной работе приводятся результаты совместных исследований специалистов «НТЦ НИС – Нафтагас», «Газпромнефть НТЦ» и ИНГГ СО РАН. Ранее в ИНГГ СО РАН был разработан оптимизационный алгоритм AVAZ-инверсии, основанный на использовании точных формул для коэффициентов отражения упругих волн от границы изотроп-

ного и анизотропного (типа НТИ) слоев [10, 11]. За последние десятилетия было разработано множество подходов к анализу, инверсии и интерпретации AVOA (amplitude versus offsets and azimuth) данных [12–15], включая получивший наибольшее распространение аппроксимационный метод Рюгера, но основные существующие подходы, использующие линейризованные аппроксимации коэффициентов отражения, применимы лишь для слабоконтрастных границ и коллекторов со слабой анизотропией [16]. В случае с контрастными отражающими границами и сильной анизотропией необходимо переходить к использованию точных формул для расчета плосковолновых коэффициентов отражения. В данной работе излагаются результаты применения разработанного алгоритма при обработке и интерпретации полевых данных полноазимутальной 3D сейсмической съемки, проведенной на одном из месторождений Республики Сербия.

## ДВУХЭТАПНАЯ ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ AVAZ-ИНВЕРСИИ, ИСПОЛЬЗУЯ НА ПЕРВОМ ЭТАПЕ АППРОКСИМАЦИЮ РЮГЕРА, А НА ВТОРОМ – ТОЧНЫЕ ФОРМУЛЫ, ПОЗВОЛЯЕТ ДОБИТЬСЯ БОЛЬШЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ.

### ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА AVAZ-ИНВЕРСИИ

Реализация AVAZ-инверсии выполняется путем подбора значений параметров целевого слоя (в данном случае – НТИ), при которых будет достигнут глобальный минимум функционала невязки между наблюдаемыми  $A_{obs}$  и теоретическими  $A_t$  значениями амплитуд отражения:

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

где  $n$  – число используемых комбинаций источник—приемник,  $\theta_i$  – угол падения волны на целевой слой для  $i$ -й комбинации источник-приемник,  $\varphi_i$  – азимутальный угол лучевой плоскости отраженной волны для  $i$ -й комбинации источник—приемник,  $\mathbf{v}$  – вектор неизвестных параметров целевого слоя,  $A_{obs}$  – наблюдаемые амплитуды отражения, исправленные за геометрическое расхождение;  $A_t$  – теоретическое описание амплитуд отражения, в качестве которого рассматриваются плосковолновые коэффициенты отражения.

Решение обратной задачи осуществляется в два этапа. На первом этапе определяется

первое приближение направления (или азимута) оси симметрии. В качестве наблюдаемых данных  $A_{obs}$  используются амплитуды целевого отражения при углах падения  $<15-20^\circ$ . Для расчета теоретических коэффициентов отражения используется двухчленная линейризованная аппроксимация Рюгера для плоскостного коэффициента отражения продольной волны, применимая лишь в случае границы изотропного и слабоанизотропного полупространств в ограниченном диапазоне углов падения [14]:

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

где  $\theta$  – угол падения волны на границу,  $\varphi$  – азимут линии источник—приемник,  $\varphi_0$  – азимут оси симметрии в НТІ слое (перпендикулярно направлению ориентированной трещиноватости),  $B_{iso}$  – изотропная часть градиента  $AVO$ ,  $B_{ani}$  – анизотропная добавка к градиенту. Минимум целевой функции может быть найден двумя путями: 1) решением системы линейных уравнений, построенной из необходимых условий существования экстремума; 2) методами нелинейной оптимизации.

На втором этапе на полной базе наблюдений определяются значения набора параметров: скорости продольной и поперечной волн в анизотропном целевом объекте, параметры анизотропии Томсена, а также уточняется азимут оси симметрии  $\varphi_0$ . Для расчета теоретических коэффициентов отражения используется система из 6 линейных уравнений, полученных из условий непрерывности векторов смещений и напряжений на жесткой границе, разделяющей изотропное и анизотропное НТІ полупространства. В общем виде для границы двух анизотропных полупространств в матричной форме система линейных уравнений может быть представлена как [17]:

$$Ax = b,$$

где  $A$  – матрица смещений-напряжений для образующихся отраженных и преломленных волн,  $b$  – вектор-столбец смещений-напряжений для падающей волны,  $x$  – вектор-столбец, состоящий из коэффициентов отражения и преломления. Для нахождения минимума целевой функции используются методы нелинейной оптимизации.

Существенным моментом при интерпретации результатов AVAZ-инверсии является переход от параметров анизотропии к параметрам трещиноватого коллектора. На качественном уровне интенсивность анизотропии и связанная с ней плотность трещин опреде-

ляются по величине анизотропной части градиента  $B_{ani}$ , которая может быть определена из аппроксимации Рюгера на первом этапе. Более точно плотность трещин  $e$  может быть рассчитана в модели с изолированными эллипсоидальными трещинами (penppu-shaped cracks) [1, 18]:

$$e = \frac{3}{8} \gamma (3 - 2g), \quad (1)$$

для газосодержащих трещин:

$$e = -\frac{3\delta^{(V)}}{8 + \frac{8g(1-2g)}{(3-2g)(1-g)}},$$

для трещин, заполненных флюидом:

$$e = -\frac{3\delta^{(V)}(3-2g)}{32g},$$

где  $g$  – квадрат отношения скоростей  $V_{S,\parallel}/V_{P,\parallel}$ ,  $\epsilon^{(V)}$ ,  $\delta^{(V)}$ ,  $\gamma$  – параметры анизотропии Томсена [19]:

$$\epsilon^{(V)} = \frac{V_{P,\perp}^2 - V_{P,\parallel}^2}{2V_{P,\parallel}^2},$$

$$\delta^{(V)} = \frac{(C_{13} + V_{S,\perp}^2)^2 - (V_{P,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2)^2}{2V_{P,\parallel}^2(V_{P,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2)},$$

$$\gamma = \frac{V_{S,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2}{2V_{S,\parallel}^2},$$

где  $V_{P,\perp}$ ,  $V_{P,\parallel}$  – скорости продольных волн, распространяющихся перпендикулярно и параллельно трещинам соответственно,  $V_{S,\perp}$ ,  $V_{S,\parallel}$  – скорости поперечных волн, поляризованных перпендикулярно и параллельно трещинам соответственно,  $C_{13}$  – модуль упругости, характеризующий соотношение вертикального и горизонтального напряжений в анизотропной среде.

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 данные на исследуемом месторождении.

## АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Апробация разработанного алгоритма AVAZ-инверсии проводилась на сейсмических материалах МОГТ 3D одного из месторождений Паннонского бассейна, прошедших обработку в EarthStudy360. Для апробации были взяты три участка размером  $1 \times 1$  км, их расположение показано на рис. 1.

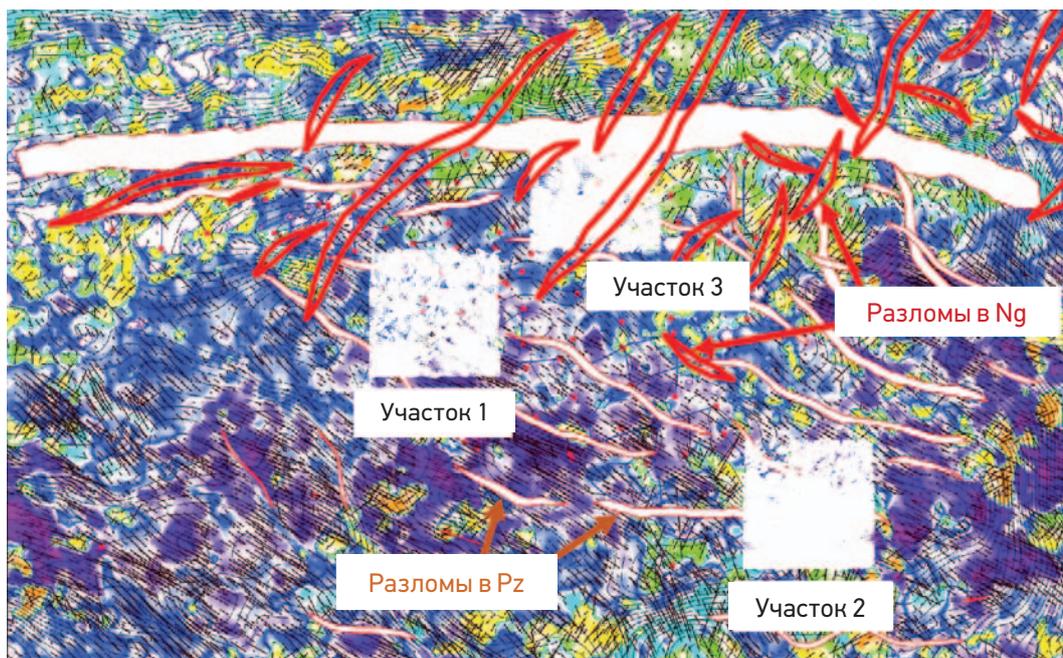


Рис. 1. Расположение трех тестовых участков на карте кровли палеозоя с нанесенными результатами ранее проведенной обработки данных в ES360 по оценке трещиноватости. Красным цветом показаны разломы в неогене (Ng), белым – разломы в палеозое (Pz). Составлено авторами

Объем данных по каждому участку равен 2500 ОГТ. Основным продуктивным горизонтом являются параметаморфические породы палеозойского комплекса (фундамента). Месторождение характеризуется блоковым строением. Блоки сформированы несколькими системами тектонических нарушений. Коллектор трещиноватый, со сложной структурой и высокой неоднородностью пустотного пространства. Отмечается наличие малоамплитудных разломов. Тестовые данные представляют собой угловые мигрированные сейсмограммы до суммирования с информацией (угол – азимут отражения). Целевым является отражение от палеозойского фундамента.

Для каждого из участков был проведен ряд процедур дополнительной обработки для контроля качества исходных данных и расчета амплитуд отраженного сигнала от целевого горизонта. Этими процедурами являлись: «пикировка фазы сигнала в окне», «оценка формы целевого сигнала», «оценка остаточной помехи», «расчет отношения сигнал/помеха» и «расчет среднеквадратичной амплитуды сигнала». Контроль качества исходных данных заключался в отбраковке сейсмограмм с отношением сигнал/помеха < 2–3.

Разработанная процедура определения амплитуд целевого отражения позволила получить значения  $A_{obs}(\theta_i, \phi_i)$  по данным мигрированных сейсмограмм до суммирования на трех участках для РР-отражения от кровли палеозоя. Полученные  $A_{obs}(\theta_i, \phi_i)$  показаны

на рис. 2, где цветом выделены наборы значений, относящиеся к различным диапазонам углов падения. Для участков 2 и 3 видна характерная для отражения от среды НТИ квазисинусоидальная зависимость амплитуд отражения от азимутальных направлений. По участку 1 наблюдается скачок амплитуд при переходе через азимут порядка  $170^\circ$ , что может быть связано как с неточно введенной поправкой за геометрическое расхождение, так и с блоковым строением среды выше палеозоя.

Анализ амплитуд является обязательной процедурой перед AVAZ-инверсией. Если на каких-то бинах не наблюдается квазисинусоидальная зависимость амплитуд отражения от азимута, то для этих бинов AVAZ-инверсия не выполняется.

Наряду с амплитудным анализом выполнялся кинематический анализ целевого отражения от кровли палеозоя на мигрированных глубинных угловых сейсмограммах ОГТ. Общим для всех сейсмограмм является синусоидальный характер оси синфазности отражения от палеозоя, свидетельствующий о наличии азимутальной анизотропии в покрывающей неогеновой толще пород. Минимальное время прихода волны наблюдается на трассах, азимуты которых могут интерпретироваться как направление ориентированной трещиноватости в неогене. Пример угловой сейсмограммы на участке 2 показан на рис. 3. Направление ориентированной трещиноватости (максимальная скорость волны) характеризуется азимутом в  $93^\circ$ .

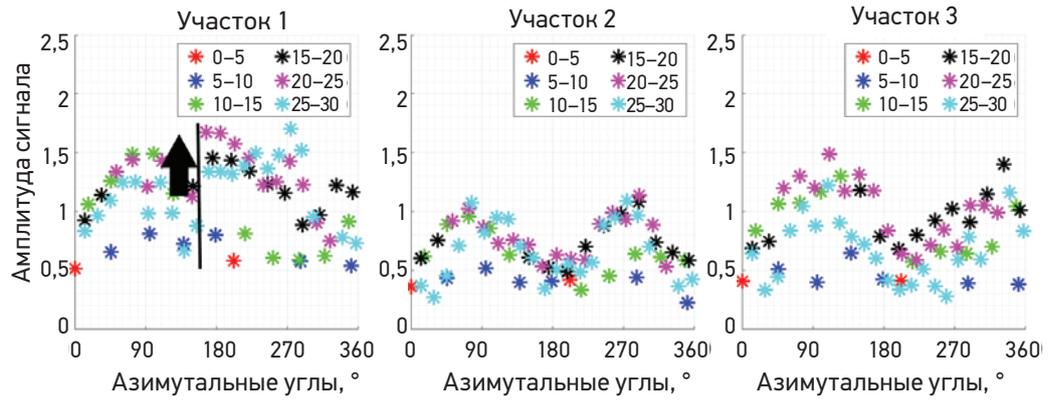


Рис. 2. Зависимости амплитуд отражения от кровли палеозоя от азимутального направления для трех участков. Маркеры разного цвета соответствуют разным диапазонам углов падения. Составлено авторами

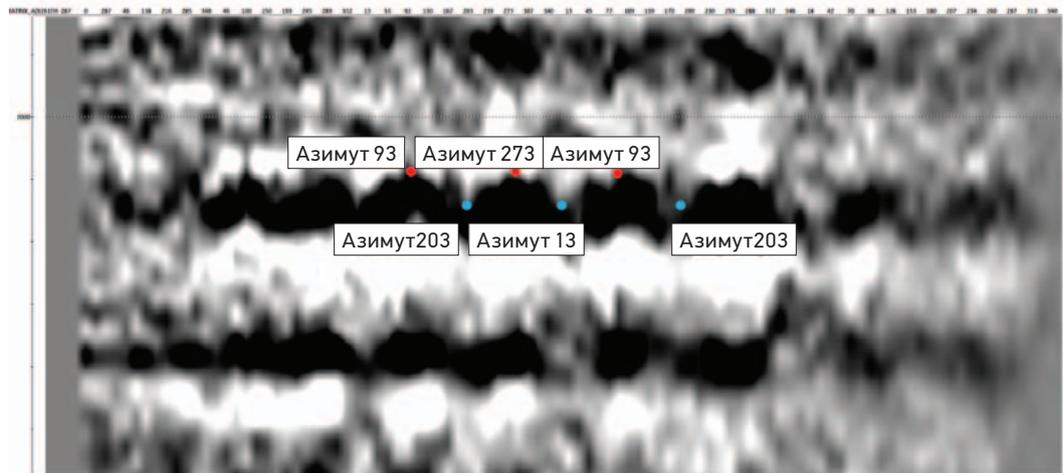
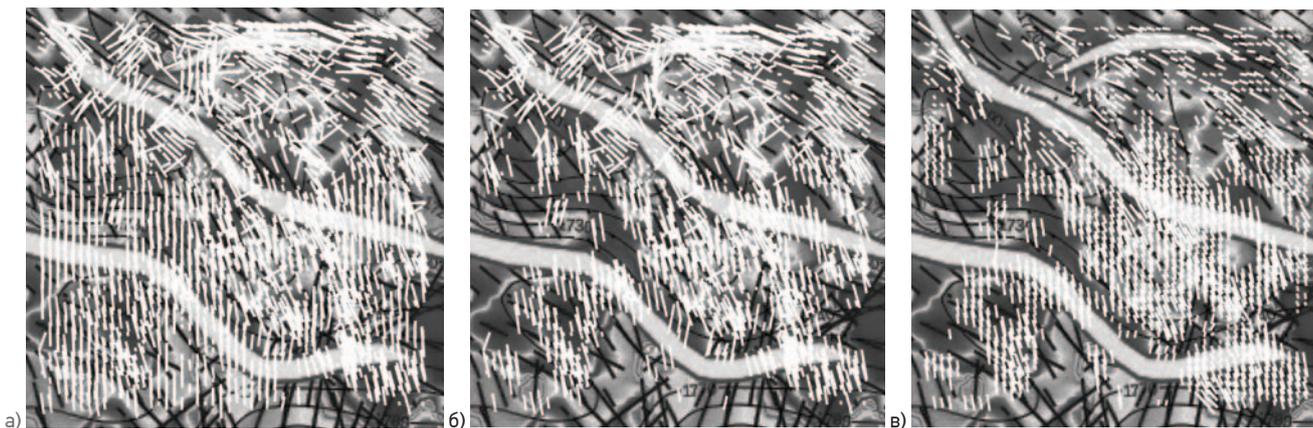


Рис. 3. Фрагмент сейсмограммы ОГТ на одном из бинов участка 2. Составлено авторами

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ AVAZ-ИНВЕРСИИ

AVAZ-инверсия проводилась на данных участка 2, расположенного в относительно простой структурной части месторождения, и участка 3, характеризующегося сложным тектоническим строением с наличием большого количества разломов как в палеозое, так и в неогене. Обработка алгоритма была проведена как с использованием аппроксимации Рюгера (на выходе: направление ориентированной трещиноватости и параметры  $A$ ,  $B_{iso}$ ,  $B_{ani}$ ), так и с использованием точных формул (на выходе: направление ориентированной трещиноватости, скорости  $V_{P||}$ ,  $V_{S||}$  и параметры анизотропии Томсена  $\epsilon^{(V)}$ ,  $\delta^{(V)}$ ,  $\gamma$ ). Сравнение полученных направлений ориентированной трещиноватости, показало, что использование аппроксимации Рюгера и точных формул приводит практически к идентичным результатам. Поэтому в дальнейшем было принято проводить AVAZ-инверсию в два этапа. На первом этапе используется аппроксимация Рюгера с целью получения направления оси симметрии среды НТИ. На втором этапе, когда проводится AVAZ-инверсия

по точным формулам, направление оси симметрии считается известным. Это позволяет снизить число неизвестных параметров модели, добиться большей устойчивости оптимизации и сокращения времени счета. Также был проведен анализ вида целевой функции с целью определения интервалов изменения варьируемых параметров, чтобы избежать локальных минимумов, а также выделить наиболее надежно определяемые параметры. В результате был сделан вывод, что в первую очередь стоит ориентироваться на оценки параметра  $\gamma$ , а для определения параметра  $\epsilon^{(V)}$  имеющихся данных недостаточно, дополнительно требуются данные больших удалений. Начальное приближение для  $V_P$ ,  $V_S$  задавалось на основе априорной информации, полученной из скважинных данных. Для параметров анизотропии начальное приближение равно 0, ограничения на интервалы варьирования выбирались из разумных с физической точки зрения значений и равнялись:  $|\epsilon^{(V)}| < 0,2$ ;  $|\delta^{(V)}| < 0,3$ ;  $|\gamma| < 0,2$ . В результате AVAZ-инверсии для каждой ОГТ были определены направление ориентированной трещиноватости (перпендикулярно оси симметрии среды НТИ),



**Рис. 4.** Векторные карты по участку 2, наложенные на карту кровли палеозоя с результатами ранее проведенных в ES360 работ. Длина векторов равна: а – параметру  $\gamma$  до фильтрации направлений, б – параметру  $\gamma$  после фильтрации направлений, в – параметру  $B_{ani}$  после фильтрации направлений. Составлено авторами

скорости  $V_{P,||}$ ,  $V_{S,||}$ , параметры анизотропии Томсена  $\epsilon^{(V)}$ ,  $\delta^{(V)}$ ,  $\gamma$ .

Для визуализации полученных результатов была разработана процедура отрисовки направления трещин с учетом одного из определенных параметров анизотропии для данной ОГТ (рис. 4). Направление трещин представляется в виде штрихов, центр которых соответствует координатам точки ОГТ, направление – оцененному направлению трещин. В зависимости от величины параметра анизотропии (может быть выбран любой из определенных параметров) для каждой точки ОГТ варьируется длина штриха.

С целью обеспечения возможности отбраковки интерпретатором каких-то отдельных заведомо ложных направлений трещин была разработана процедура их «фильтрации» по определенным направлениям. Результат применения этой процедуры для направлений  $90^\circ$  и  $180^\circ$ , предположительно навязанных системой наблюдений, с диапазоном отклонений от них  $\pm 8^\circ$  приведен на рис. 4, б. Применение данной «фильтрации» позволяет провести более качественную интерпретацию полученных результатов.

Из сравнения векторных карт, построенных с использованием аппроксимации Рюгера (на основе параметра  $B_{ani}$ ) (рис. 4, в) и точных формул (на основе параметра анизотропии Томсена  $\gamma$ ) (рис. 4, б), видно, что на основе точных формул удается достичь большей детализации карт. Данный факт объясняется тем, что параметр  $B_{ani}$  представляет собой комбинацию параметров анизотропии Томсена  $\gamma$  и  $\delta^{(V)}$ , а также соотношения  $V_{S,||}/V_{P,||}$ . На участке 2 также была определена плотность ориентированных трещин  $e$ , пересчитанная по значениям параметра  $\gamma$  по формуле 1 (рис. 5, а), и проведено сравнение с роза-диаграммами техногенных и естественных трещин в одной из скважин на этом участке, полученных по данным FMI в па-

леозое (рис. 5, б, в). Мы видим, что наличие наибольшего числа естественных трещин наблюдается в двух направлениях –  $140^\circ$  и  $230^\circ$ . Первое направление совпадает с направлением региональной трещиноватости, параллельной основным разломам в палеозое. Трещины второго направления широко развиты в северо-западном углу участка. Оба этих направления совпадают с данными AVAZ-инверсии. Техногенные трещины на этом участке имеют азимут  $205^\circ$ .

## ВЫВОДЫ

Созданные процедуры и модуль AVAZ-инверсии позволили провести расчет параметров анизотропии, включая направление трещиноватости, как с использованием аппроксимации Рюгера, так и по точным формулам. Сравнение полученных направлений осей симметрии среды НТИ в этих двух подходах показало их приблизительное совпадение, что позволило разработать двухэтапную процедуру проведения AVAZ-инверсии. На первом этапе используется аппроксимация Рюгера с целью получения направления оси симметрии среды НТИ, затем это направление используется уже в качестве входного параметра на втором этапе, когда проводится AVAZ-инверсия по точным формулам. Это позволяет снизить число неизвестных параметров модели и добиться большей устойчивости оптимизации и сокращения расчетного времени.

Также была разработана технология построения карт направлений трещиноватости с учетом степени анизотропии: либо по одному из определенных параметров Томсена, либо на основании параметра  $B_{ani}$  при использовании аппроксимации Рюгера. В результате сравнения данных карт для подходов с использованием аппроксимации Рюгера (на основе параметра  $B_{ani}$ ) и точных формул

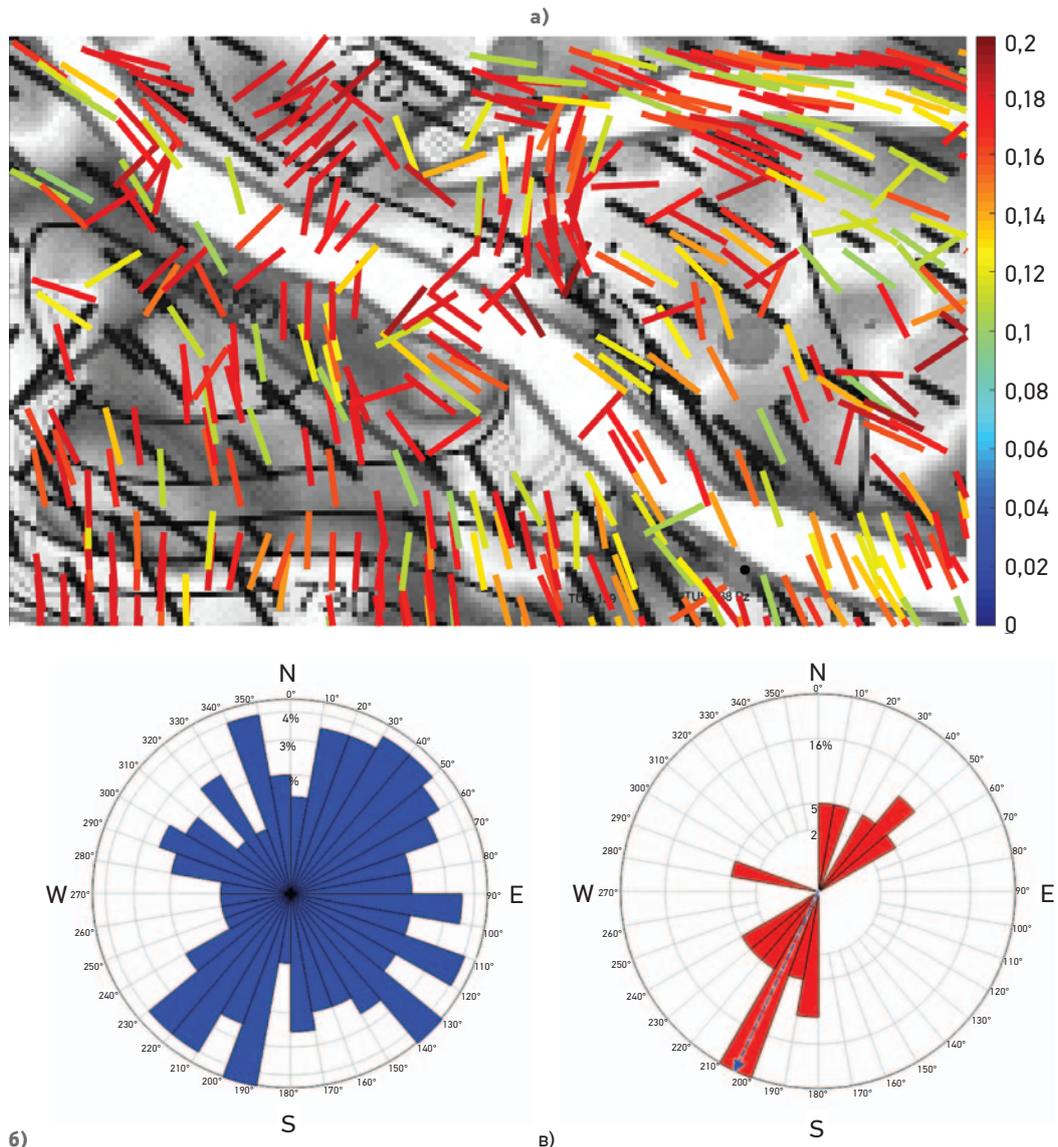


Рис. 5. а – фрагмент векторной карты с оценкой плотности трещин (цветовая шкала) в увеличенном масштабе на участке 2; б – роза-диаграмма естественных трещин, в – роза-диаграмма техногенных трещин в палеозое по данным FMI. Составлено авторами

(на основе параметра анизотропии Томсена  $\gamma$ ) было показано, что во втором случае удается достичь большей детализации карт. Данный факт объясняется тем, что параметр  $B_{ani}$  представляет собой комбинацию параметров анизотропии Томсена  $\gamma$  и  $\delta^{(V)}$ , а также соотношения  $V_{S,||}/V_{P,||}$ . В результате анализа полученных карт направлений трещиноватости было замечено наличие двух характерных направлений: субширотного и субмеридионального, что предположительно связано с использованной системой наблюдений. Поэтому была разработана процедура отбраковки результатов AVAZ-инверсии по отдельным выделенным азимутальным наблюдениям. Данная проце-

дура должна проводиться интерпретатором на этапе анализа карт, полученных в результате AVAZ-инверсии. Анализ карт направлений трещиноватости для трех тестовых участков на одном из месторождений Республики Сербия показал работоспособность разработанного алгоритма AVAZ-инверсии. Сопоставление результатов с данными скважинных исследований, выполненных с помощью FMI, показало общее соответствие результатов и надежность работы разработанного алгоритма.

## Список литературы

1. 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.
2. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part II: Fractured models with orthorhombic symmetry // *Geophysics*. – 2000. – V. 65. – No. 6. – P. 1803–1817.
3. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part III: Fractured models with monoclinic symmetry // *Geophysics*. – 2000. – V. 65. – No. 6. – P. 1818–1830.
4. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part I: Directional and reflection image gathers // *Geophysics*. – 2011. – V. 76. – No. 1. – S. 1–13.
5. Ravve I., Koren Z. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging: Part II: Local angle domain // *Geophysics*. – 2011. – V. 76. – No. 2. – P. S51–S64.
6. Canning A., Malkin A. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – 2009. – V. 28. – P. 256–259.
7. Ольнева Т.В., Семин Д.Г., Богатырев И.Ю., Ежов К.А., Иноземцев А.Н. Оценка информативности векторных анизотропных карт на основе комплексирования сейсмических, скважинных и региональных данных // *Геофизика*. – 2017. – № 4. – С. 53–61.
8. Богатырев И., Семин Д., Ольнева Т., Иноземцев А. Опробование технологии полно-азимутальной угловой миграции EarthStudy360® при исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия // *Технологии сейсморазведки*. – 2017. – № 1. – С. 63–71.
9. 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. – V. 37. – P. 91–97.
10. Лыхин П.А., Неведкина Т.В. Потенциал нелинейной AVOA-инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // *Технологии сейсморазведки*. – 2017. – № 2. – С. 59–68.
11. Неведкина 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. 14–26.
12. Rüger A. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry // *Geophysics*. – 1997. – V. 62. – P. 713–722.
13. Vavryčuk V., Pšenčík I. PP-wave reflection coefficients in weakly anisotropic media // *Geophysics*. – 1998. – V. 63. – P. 2129–2141.
14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – *Society of Exploration Geophysics*, 2001. 185 p.
15. Downton J., Roure B., Hunt L. Azimuthal Fourier coefficients // *CSEG Recorder*, 2011, V. 36, No. 10, P. 22–36.
16. Неведкина Т.В., Лыхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд РР отражений в анизотропных средах // *Технологии сейсморазведки*. – 2016. – № 4. – С. 21–32.
17. Петрашень Г.И., Каштан Б.М., Новтун А.А. Распространение объемных волн и методы расчета волновых полей в анизотропных упругих средах / Сборник научных трудов под ред. Г.И. Петрашенья. – Л.: Наука, 1984. – 282 с.
18. Hudson J.A. Overall properties of a cracked solid // *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. 1980. – V. 88. – No. 2. – P. 371–384.
19. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy // *Geophysics*. – 1997. – V. 62. – No. 2. – P. 614–629.

## References

1. 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.
2. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part II: Fractured models with orthorhombic symmetry. *Geophysics*. 2000, v. 65, no. 6, pp. 1803–1817.
3. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part III: Fractured models with monoclinic symmetry. *Geophysics*. 2000, v. 65, no. 6, pp. 1818–1830.
4. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part I: Directional and reflection image gathers. *Geophysics*. 2011, v. 76, no. 1, s. 1–13.
5. Ravve I., Koren Z. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part II: Local angle domain. *Geophysics*. 2011, v. 76, no. 2, s. 51–64.
6. Canning A., Malkin A. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2009, v. 28, pp. 256–259.
7. Olneva T., Semin D., Bogatyrev I., Ezhov K., Inozemtsev A. Anisotropic vector maps interpretation based on seismic, borehole and geological regional data. *Geofizika [Geophysics]*. 2017, no. 4, pp. 53–61. (In Russ.).
8. Bogatyrev I., Semin D., Olneva T., Inozemtsev A. The full azimuthal angle migration EarthStudy360® application during exploration of preneogenic basement within an oilfield in Republic of Serbia. *Tekhnologii seismorazvedki [Seismic technology]*. 2017, no. 1, pp. 63–71. (In Russ.).
9. 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, v. 37, pp. 91–97.
10. Lykhin P.A., Nefedkina T.V. The potential of non-linear AVOA-inversion of PP-reflections for exploring fractured carbonate reservoirs. *Tekhnologii seismorazvedki [Seismic technology]*. 2017, no. 2, pp. 59–68. (In Russ.).
11. Nefedkina T.V., Lykhin P.A., Dugarov G.A. Determination of azimuthal anisotropic media elastic parameters from multiwave AVOA data by nonlinear optimization method. *Geofizicheskiye tekhnologii [Russian Journal of Geophysical Technologies]*. 2018, no. 2, pp. 14–26. (In Russ.).
12. Rüger A. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry. *Geophysics*. 1997, v. 62, pp. 713–722.
13. Vavryčuk V., Pšenčík I. PP-wave reflection coefficients in weakly anisotropic media. *Geophysics*. 1998, v. 63, pp. 2129–2141.
14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. *Society of Exploration Geophysics*. 2001, 185 p.
15. Downton J., Roure B., Hunt L. Azimuthal Fourier coefficients. *CSEG Recorder*. 2011, v. 36, No. 10, pp. 22–36.
16. 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. *Tekhnologii seismorazvedki [Seismic technology]*. 2016, no. 4, pp. 21–32. (In Russ.).
17. Petrashev G.I., Kashtan B.M., Kovtun A.A. *Rasprostraneniye ob'yemnykh voln i metody rascheta volnovykh poley v anizotropnykh uprugikh sredakh [Propagation of Body Waves and Methods of Wavefield Modeling for Anisotropic Solids]*. Leningrad, Nauka, 1984. 282 p. (In Russ.).
18. Hudson J.A. Overall properties of a cracked solid. *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. 1980, v. 88, no. 2, pp. 371–384.
19. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy. *Geophysics*. 1997, v. 62, no. 2, pp. 614–629.