

УДК 550:8

## АНИЗОТРОПНАЯ ПЕТРОУПРУГАЯ МОДЕЛЬ ХАДУМИТОВ ВОСТОЧНОГО И ЦЕНТАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

И.О. Баяук<sup>1</sup>, Д.А. Данько<sup>2</sup>, М.В. Кулапова<sup>2</sup>, В.И. Рыжков<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН. 123242, Россия, г. Москва, ул. Б. Грузинская, д. 10, стр. 1; e-mail: direction@ifz.ru

<sup>2</sup> Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина. 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65-1; e-mail: com@gubkin.ru

**Аннотация.** В статье представлена методика создания анизотропной петроупругой модели для палеогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья, основанная на комплексировании разномасштабных геолого-геофизических данных. В отличие от общепринятых подходов петроупругого моделирования, разработанная модель позволяет получить расширенный набор упругих свойств в виде компонент тензора упругости, оценить параметры микроструктуры порового пространства, а также рассчитать параметры анизотропии Томсена. Выполненный анализ динамических характеристик сейсмической записи показал, что распределения амплитуд по реальным сейсмическим данным, не согласуются с изотропным случаем модельного отклика, что говорит о необходимости учета анизотропии при выполнении количественной интерпретации сейсмических данных на месторождениях изучаемого района.

**Ключевые слова.** Петроупругое моделирование, анизотропия, упругие свойства, параметры Томсена, хадумская свита, структура пустотного пространства, нетрадиционный коллектор.

## ANISOTROPIC ROCK-PHYSICS MODELING OF HADUM ROCKS OF EASTERN AND CENTRAL CISCAUCASIA

I.O. Bayuk<sup>1</sup>, D.A. Danko<sup>2</sup>, M.V. Kulapova<sup>2</sup>, V.I. Ryzhkov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Schmidt Institute of Physics of the Earth Russian Academy of Sciences, B. Gruzinskaya, 10, bld. 1, Moscow, Russia 123242; e-mail: direction@ifz.ru

<sup>2</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). 65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russia; e-mail: com@gubkin.ru

**Abstract.** The paper presents a methodology for creating an anisotropic petroelastic model for Paleogene sediments of the Central and Eastern Ciscaucasia, based on a combination of geological and geophysical data of different scales. In contrast to the generally accepted approaches of petroelastic modeling, the developed model allows one to obtain an expanded set of elastic properties in the form of components of the elastic tensor, evaluate the parameters of the pore space microstructure, and also calculate the Thomsen anisotropy parameters. An analysis of the dynamic characteristics of seismic data showed that the distribution of amplitudes according to real seismic data does not agree with the isotropic case of the model response, which indicates the need to take into account anisotropy when performing a quantitative interpretation of seismic data in the fields of the studied area.

**Key words.** Rock-physics modeling, anisotropy, elastic properties, Thomsen parameters, khadum suite, pore/crack geometry, unconventional reservoir.

Введение. В последнее время, в связи с истощением запасов традиционных месторождений углеводородов, большое внимание уделяется нетрадиционным коллекторам. Объектом нашего исследования являются так называемые «хадумиты» – отложения баталпашинской, хадумской и кумско-крестинской свит Центрального и Восточного Предкавказья, которые обладают большим углеводородным потенциалом. Коллекторы такого типа содержат глинистые минералы и органическое вещество (кероген), которые, как правило, имеют преимущественную ориентацию в породе. Помимо этого, глинистые минералы, вследствие особенностей строения кристаллической решетки, проявляют собственную значительную анизотропию упругих свойств типа VTI (трансверсально изотропная среда с вертикальной осью симметрии). В таких породах также наблюдаются неизометричные пустоты, и иногда встречаются линзовидные минеральные включения, что также вносит вклад в анизотропию типа VTI. Наличие в породе с ориентированными глинистыми минералами вертикальных трещин (например,

в глинистых карбонатных коллекторах) приводит к изменению типа анизотропии – она становится орторомбической. Особенности внутренней структуры таких пород требуют создания адаптированных анизотропных петроупругих моделей, отражающих основные черты этих пород и их внутреннего строения. Именно такие модели позволяют давать достоверный результат при выполнении количественной сейсмических данных.

Как правило, петроупругие модели коллекторов сложного строения, и особенно анизотропных, включают довольно много параметров. Достаточный для качественного моделирования (с точки зрения соответствия теоретических и экспериментальных скоростей упругих волн) набор таких параметров определяется путем исследования чувствительности модели к ее параметрам. Построение петроупругих моделей анизотропных пород предъявляет определенные требования к набору экспериментальных данных. Слишком большой набор параметров по сравнению с набором экспериментальных значений скоростей

увеличивает область неопределенности решения обратной задачи, а слишком маленький – не позволяет получить значения теоретических скоростей, близкие к экспериментальным. Для достоверной калибровки параметров модели анизотропной породы сложного строения необходимо иметь данные о поведении скоростей упругих волн в различных направлениях. Имея лишь измерения в скважине, построить более-менее достоверную петроупругую модель сложнопостроенной анизотропной породы не представляется возможным из-за значительной степени неоднозначности в определении ее параметров. Следует отметить, что даже в том случае, когда число неизвестных параметров меньше числа независимых экспериментальных данных, решение обратной задачи по определению параметров модели может быть довольно неоднозначным. Одной из причин такой неоднозначности является ошибка в скоростях измеренных упругих волн [Жданов, 2007], а также степень неоднородности породы при проведении лабораторного эксперимента [Баяк и др., 2015]. С учетом этого, решениями обратной задачи будут являться все наборы параметров, которые обеспечивают приемлемое расхождение теоретических и экспериментальных значений скоростей с точки зрения ошибки эксперимента (лабораторного или полевого) и/или степени неоднородности породы (если модель калибруется в масштабе керна). Для уменьшения области возможных решений обратной задачи применяют регуляризацию путем введения ограничения на искомые параметры. Ограничения определяют на основе данных микроструктурного анализа, знаний о типе и генезисе породы, а также по результатам исследования чувствительности модели к ее параметрам.

Как правило, данные для предварительной калибровки параметров петроупругой модели получают при лабораторных исследованиях керна, когда скорости упругих волн можно измерить в заданных направлениях. Однако изготовление соответствующих образцов керна не всегда представляется возможным. В представленной работе калибровка таких моделей выполнялась на основании анализа динамических характеристик измеренного волнового поля.

### Описание состава и микроструктуры исследованных пород

В данной работе приведены результаты петроупругого моделирования эоцен-палеоценовых пород Восточного и Центрального Предкавказья на основе анализа микроструктуры пород и геофизических исследований скважин (ГИС), полученных для скважины, вскрывшей различные горизонты, включая баталпашинскую, хадумскую, белоглинскую, кумско-керестинскую и черкесскую свиты. Каждый из этих горизонтов проявляет свои особенности внутреннего строения и состава.

Хадумская и кумско-керестинская свиты сложены породами-коллекторами нетрадиционного типа. В этих породах по результатам построения объемной модели установлено наличие керогена (до 8 %). Помимо этого, в образцах пород, извлеченных из этих двух горизонтов, проявляется нефтенасыщение.

Изучение параметров пустотного пространства пород эоцен-палеоценовых отложений было выполнено специалистами кафедры литологии РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина по образцам, представленным следующими литотипами: аргиллит тонкослоистый известковый (пшехский горизонт); известняк битуминозный с глобигеринами (кумско-керестинская свита); известняк глинистый (вакстон) с глобигеринами (белоглинская и черкеская свита). Результаты этих исследований представлены в работе [Сивальнева и др., 2019] этого номера журнала.

Структура и морфометрические параметры пустотного пространства этих литотипов была определена по результатам обработки снимков, полученных с помощью растровой электронной микроскопии (РЭМ). Согласно этим результатам, в образцах, в основном, присутствуют межформенные, внутриформенные и межслоевые пустоты. Количественные характеристики пустотного пространства образцов пород были получены путем обработки цифровых изображений (имидж-анализ) этих изображений. На рис. 1 показаны фото микроструктуры образцов, полученные с помощью РЭМ.

Для каждого образца оценивались: открытая пористость, количество пор различного размера, относительная доля пор данного размера в общем объеме пустотного пространства, параметры, харак-

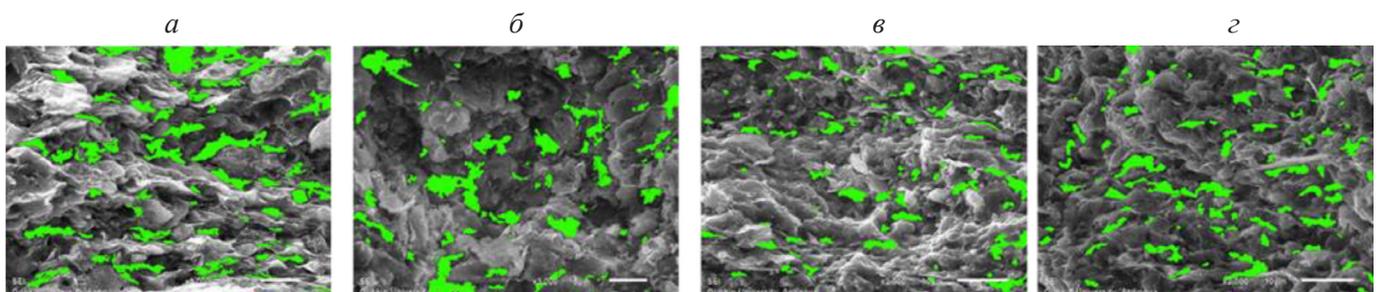


Рис. 1

Фото РЭМ исследованных образцов:

а – хадумская свита; б – белоглинская свита; в – кумско-керестинская свита; г – черкеская свита. Пустотное пространство показано зеленым цветом [Сивальнева и др., 2019].

теризующие формы пор.

Анализ пустотного пространства показал, что в образце породы хадумской свиты, в которой преобладают глинистые минералы, поры имеют удлиненную форму, преобладающее соотношение минимального и максимального размеров пор (аспектного отношения) составляет 0,2–0,4. Аспектное отношение варьирует от 0,1 до 0,9. Основная часть пор образца породы белоглинской свиты, в которой преобладает кальцит, имеет более изометричную форму. В них преобладают значения аспектного отношения 0,5–0,6 при вариации этого значения от 0,2 до 0,8. В образце породы кумско-керестинской свиты преобладают пустоты с аспектными отношениями 0,3–0,4 (максимум 0,1, минимум 0,9). В образце породы черкесской свиты преобладающие значения аспектных отношений составляют 0,4–0,5 (минимум 0,2, максимум 0,8).

Согласно литологическому описанию аргиллитов, глинистый и карбонатный материалы, а также кремнезем присутствует в этих породах в виде неизометричных (линзовидных) включений. В известняках минеральные составляющие обладают более изометричной формой.

**Описание объемной литолого-петрофизической модели**

Объемная литолого-петрофизическая модель строилась по данным ГИС на основе инверсионного подхода, который заключается в решении систе-

мы линейных уравнений, представляющих зависимости измеренных геофизических параметров от объемных компонент породы. В качестве входных данных использовались: 1) диаграммы гамма-гамма плотностного метода (ГГМп); 2) водородосодержание, установленное по данным нейтронного метода (W); 3) глинистость пород, полученная по данным спектрометрического гамма метода (ГКс) (кривая тория Th) с применением методики В.В. Ларионова; 4) объемное содержание органического вещества (ОВ), рассчитанное по данным ГКс (кривая урана U), по формуле, полученной по экспериментальным данным в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина для хадумских отложений [Городнов и др., 2016]. Необходимо отметить, что диаграммы акустического широкополосного каротажа не использовались при получении объемной модели, они служили для проверки полученных результатов, а также для последующего петроупругого моделирования.

В результате комплексной интерпретации данных ГИС получена объемная литолого-петрофизическая модель (окно № 9 рис. 5), включающая в себя следующие компоненты: 1) коэффициент общей пористости (розовый цвет); 2) объемное содержание глин (серый цвет); 3) объемное содержание кальцита (синий цвет); 4) объемное содержание кварцевых и кремнистых пород (SiO<sub>2</sub>) (желтый цвет); 5) объемное содержание органического вещества (ОВ) (черный цвет); 6) объемное содержание пирита (синий цвет).

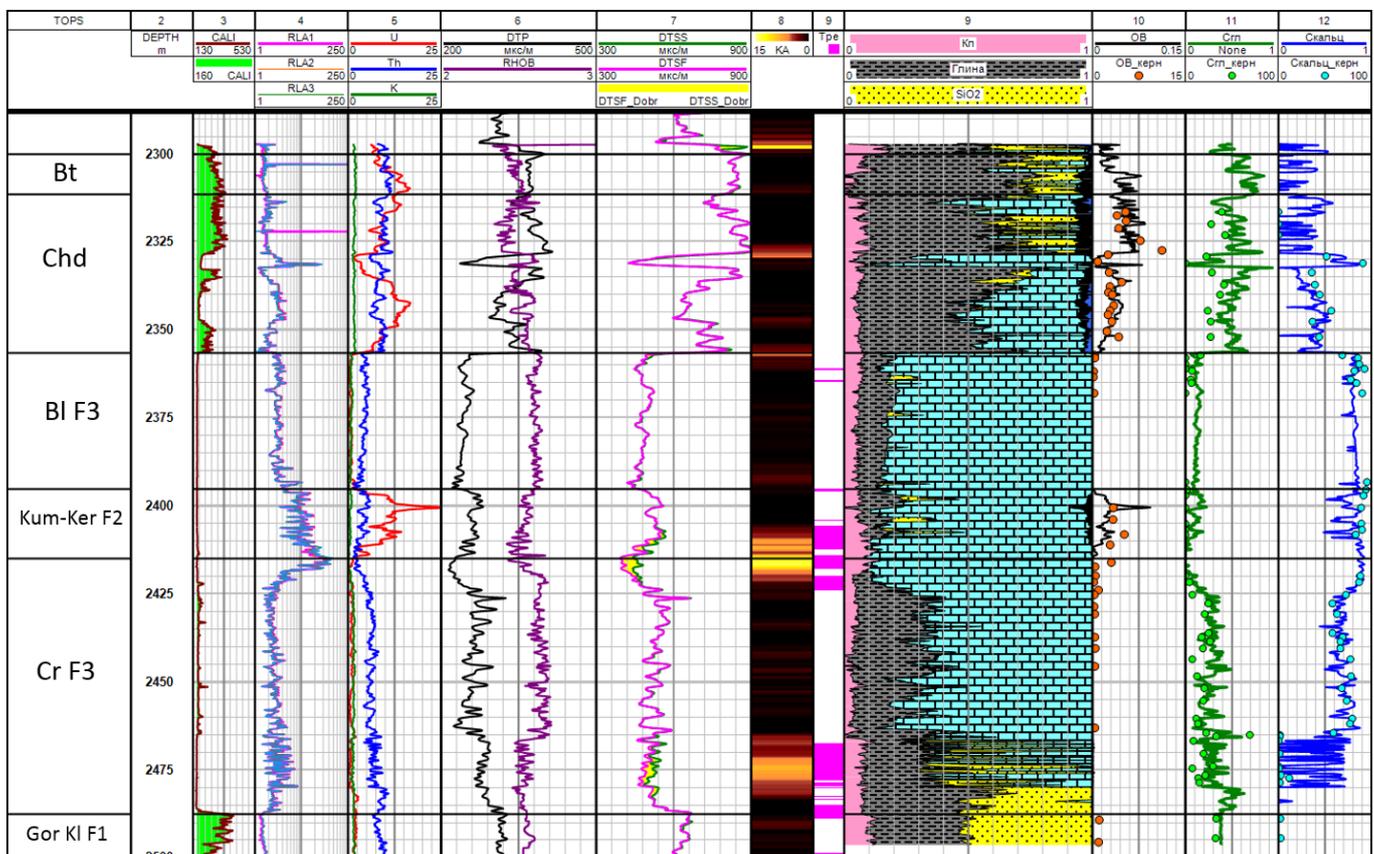


Рис. 2

Геофизический планшет, с приведенным вещественным составом и пористостью (окно №9), интервальными временами пробега продольной (окно №6) и поперечных (окно №7) волн, плотность (окно №6) исследованных пород

Верификация полученных результатов проводилась по сопоставлению с керновыми данными (рентгено-структурный анализ, пористость по газу, пиролиз), которое показало хорошую сходимость во всех интервалах (окна № 10–12 рис. 2).

В окне планшета № 8 (рис. 2) приведена кривая акустической анизотропии (КА), полученная в результате обработки данных кросс-дипольного прибора Sonic-Scanner. Высокая величина КА (более 5%) является признаком наличия вертикальных трещин, пересекающих ствол скважины, что подтверждается интервалами развития вертикальных трещин по фотографиям керна (окно № 9 рис. 2). Наиболее интенсивная трещиноватость наблюдается в интервалах кумско-керестинской и черкесской свит.

### Описание петроупругой модели

Петроупругая модель породы состоит из трех элементов: 1) модельная среда, отражающая основные черты строения породы, 2) параметры модели, характеризующие строение ее пустотного пространства и свойства компонент, 3) уравнения связи между параметрами модели и измеренными упругими свойствами.

Согласно литологическому описанию породы исследованной скважины представлены аргиллитами (тонкослоистыми, алевритистыми слоистыми, алевритистыми известковистыми, известковыми) и известняками (битуминозными, глинистыми). Как правило, глинистые минералы даже в самых малых количествах присутствуют в этих породах, что, вследствие особенностей микроструктуры пород, довольно сильно влияет на эффективные упругие свойства этих пород, снижая их жесткость. Так, в известняках скорости продольных волн не достигают даже значений 5 км/с при общей пористости около 10% (черкесская свита).

#### Этапы построения модельной среды

На основании анализа микроструктуры образцов пород по шлифам для изученных пород была построена следующая модельная среда. Этапы построения модельной среды показаны на рис. 3. Эти этапы отражают самый полный цикл моделирования. В зависимости от типа пород, ее минерального состава какие-либо элементы могут отсутствовать. Например, в белоглинской свите отсутствует пирит и органика, а вертикальная трещиноватость отмечается только для отдельных интервалов глубин.

На первом этапе в глинистую матрицу помещались частицы кальцита, кремнезема, органики, пирита. Согласно литологическому описанию шлифов, частицы кальцита, кремнезема и органики могут иметь линзовидную форму. Эта форма аппроксимировалась эллипсоидами с аспектным отношением, варьирующем в определенных пределах, зависящими от того, к какой свите относилась рассматриваемая глубина. Линзы предполагались более тонкими для пород баталпашинской, хадумской и кумско-керестинской свит. Частицы пирита считались сферическими. Глинистые минералы предполагались анизотропными. Согласно анализу состава глин, глинистые минералы представлены иллитом, каолинитом

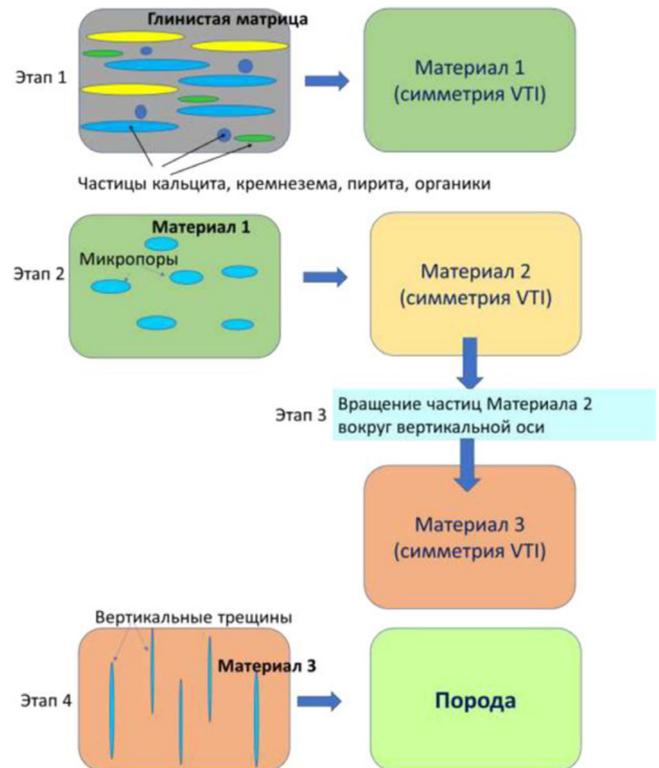


Рис. 3  
Этапы построения модельной среды.

и хлоритом. В качестве матрицы упругости глинистых минералов использовалась матрица, представленная в работе [Sayers, den Boer, 2018]. В этой работе получена универсальная матрица упругости глинистых минералов с учетом влияния связанной воды вне зависимости от типа глин. Упругие модули изотропных поликристаллических агрегатов кальцита, пирита и органики свойства были взяты из опубликованных данных. В качестве модулей упругости кремнезема (всестороннего сжатия и сдвига) были выбраны значения 23 ГПа. Согласно последним литологическим исследованиям, кремнезем в таких породах представлен не чистым кварцем, а иным веществом. Такие модули были нами инвертированы ранее для кремнезема баженовской свиты [Баюк и др., 2019]. После внесения этих компонент рассчитывались эффективные свойства Материала 1, состоящего из перечисленных выше минералов. Для расчета эффективного тензора упругости на всех этапах построения модели использовался метод обобщенного сингулярного приближения теории эффективных сред, который подробнее описан ниже. Упругие свойства Материала 1 имеют симметрию VTИ из-за наличия глинистых минералов, матрица которых относится к этому типу симметрии.

На втором этапе в полученный однородный Материал 1 вносились микропоры, форма которых могла быть неизометричной. Форма микропор считалась эллипсоидальной; причем, аспектное отношение эллипсоидов варьировалось в интервалах, указанных в литологических описаниях шлифов. Микропоры были наиболее неизометричными и вариабельными в баталпашинской, хадумской и кумско-керестинской свитах (от 0,1 до 0,9, среднее

значение 0,3–0,4). В других свитах микропоры были более изометричными (среднее значение аспектного отношения 0,4–0,6). После внесения микропор рассчитывались эффективные свойства Материала 2. Упругие свойства Материала 2 имеют симметрию VTI вследствие наличия глинистых минералов, а также преимущественно ориентированных включений неизометричной формы – линз кальцита и кремнезема, щелевидных пустот, органики. Однако для аргиллитов доминирующее влияние оказывает именно анизотропия глинистых минералов.

Как следует из анализа фото шлифов, частицы глинистых минералов и линзовидные включения других минералов и органики не строго параллельны, а проявляют некоторую степень разориентации. Вследствие этого на третьем этапе частицы однородного анизотропного Материала 2 вращались вокруг вертикальной оси таким образом, что «кристаллографическая» ось «с» Материала 2 описывала некоторый конус вокруг оси Z. Считалось, что угол между осями Z и с является случайной величиной, которая описывается нормальным распределением с нулевым математическим ожиданием и некоторым среднеквадратическим отклонением, которое также входило в состав модели в качестве искомой величины и называлось углом, характеризующим степень разориентации. В результате такого вращения были получены эффективные свойства однородного Материала 3 (тип анизотропии VTI).

На четвертом, последнем этапе, в Материал 3 были внесены вертикальные трещины для глубин, на которых расщепление поперечных волн было не менее 3%. В результате для этих глубин рассчитывались эффективные упругие свойства Материала 4 (в общем случае – орторомбической симметрии).

В модели предполагается, что все пустоты связаны. Эта связность характеризуется единым параметром, который наряду с другим неизвестными параметрами также является искомым. Помимо параметра, характеризующего связность пустот, в модели введен параметр связности органики. Флюиды и органика имеют резко контрастные свойства по отношению к свойствам минералов, поэтому степень их связности может заметно отражаться на эффективных упругих свойствах.

#### Выбор параметров модели

В результате неизвестными параметрами модели являются (в скобках указаны диапазоны изменения параметров, в пределах которых проводился поиск решения):

- степень связности частиц органического вещества (от 0,8 до 1);
- аспектные отношения частиц кальцита, кремнезема, органики (от 0,01 до 1 для кальцита и кремнезема и от 0,0001 до 0,3 для органики);
- аспектное отношение микропор (от 0,1 до 1);
- угол разориентации неизометричных частиц;
- аспектное отношение вертикальных трещин (от 0,001 до 0,01);
- пористость вертикальных трещин (от 0 до 2%);
- параметр связности пустот (от 0,1 до 0,9).

Угол разориентации глинистых частиц во многом определяется соотношением содержания глинистых минералов, форма которых сильно неизометрична, и минералов алевритовой фракции изометричной формы. Чем выше содержание последних, тем сильнее разориентированы глинистые частицы. В связи с этим для регуляризации обратной задачи верхнее ограничение для угла разориентации не задавалось фиксированным для всех свит, а рассчитывалось по формуле  $Угол_{max} = 70 - 0,5 V_{Глины}$ , где  $V_{Глины}$  – объемная концентрация глинистых минералов. Такое задание верхнего предела угла разориентации обеспечивало малое значение угла для сильно глинизированных областей, что соответствует литологическому описанию пород и анализам фото РЭМ.

#### Уравнения связи между параметрами модели и измеренными скоростями упругих волн

В качестве уравнений связи между параметрами модели и измеренными упругими свойствами (скоростями упругих волн) использовался метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП) теории эффективных сред [Шермергор, 1977; Вауук, Chesnokov, 1998]. Формула метода ОСП для определения эффективного тензора упругости произвольного типа анизотропии  $C^*$  имеет вид (в тензорной форме)

$$C^* = \langle C(\mathbf{r}) [\mathbf{I} - \Gamma(\delta C(\mathbf{r}))]^{-1} \rangle \langle [\mathbf{I} - \Gamma(\delta C(\mathbf{r}))]^{-1} \rangle^{-1}. \quad (1)$$

В формуле (1) треугольные скобки означают объемное усреднение, которое проводится по всем компонентам породы, имеющим разные модули упругости, форму и ориентацию. Далее даны пояснения к членам, входящим в формулу (1), в индексной форме (все индексы принимают значения от 1 до 3):

$$\begin{aligned} \delta C_{ijkl}(\mathbf{r}) &\equiv C_{ijkl}(\mathbf{r}) - C_{ijkl}^C, \\ \Gamma_{kmln} &= \frac{1}{4} (\tilde{a}_{klmn} + \tilde{a}_{mlnk} + \tilde{a}_{knlm} + \tilde{a}_{mnlk}), \\ \tilde{a}_{kmln} &= \frac{1}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^\pi n_{mn} \Lambda_{kl}^{-1} \sin \theta d\theta d\varphi, \end{aligned} \quad (2)$$

$$\Lambda_{kl} \equiv C_{kmln}^C n_{mn}, n_{mn} \equiv n_m n_n,$$

$$n_1 = \frac{1}{a_1} \sin \theta \cos \varphi, n_2 = \frac{1}{a_2} \sin \theta \sin \varphi, n_3 = \frac{1}{a_3} \cos \theta,$$

В формуле (1)  $C$  (или соответствующее выражение с индексами в формуле (2)) – тензор упругости каждой компоненты (4-го ранга);  $\mathbf{r}$  – радиус-вектор произвольной точки в объеме тела;  $\mathbf{I}$  – единичный тензор 4-го ранга;  $a_1, a_2, a_3$  – полуоси эллипсоидов, моделирующих включения;  $C^C$  – тензор упругости тела сравнения, которое является однородным;  $\Gamma$  – симметризованная вторая производная тензора Грина тела сравнения. Согласно теории, выбор тела сравнения может быть произволен. Это позволяет выбрать тело сравнения в таком виде, чтобы учесть основные особенности взаимного расположения неоднородностей в породе. Выбор тензора упругости тела сравнения в виде  $C^C = (1-f) C^m + f C^{fluid}$ , где  $C^C$ ,  $C^m$  и  $C^{fluid}$  – тензоры упругости тела сравнения, матрицы и флюида, а  $f$  – эмпирический параметр, по-

казывающий степень связности порового пространства, позволяет рассматривать различные типы микроструктуры – от изолированных включений в минеральной матрице до экзотического случая, соответствующего эллипсоидальным частицам минерального вещества, окруженных флюидом. Зная матрицу упругости и плотность породы, скорости упругих волн в заданном направлении можно рассчитать по уравнению Грина-Кристоффеля.

### **Решение обратной задачи по определению параметров модели**

Для решения обратной задачи по определению параметров модели применен метод выпуклого многогранника. Для каждого параметра модели был задан интервал его возможного изменения, как описано в предыдущем параграфе. На каждой итерации этого метода в соответствии с его алгоритмом генерировался вектор значений параметров модели. Для этого вектора рассчитывался эффективный тензор упругости, а затем с использованием экспериментального значения плотности по ГИС – скорости упругих волн (по уравнению Грина-Кристоффеля). Для расчета скоростей использовались именно каротажное значение плотности из-за неопределенности в данных для глинистых минералов, органического вещества и кремнезема. Теоретические значения скоростей сравнивались с экспериментальными. В качестве «приемлемых» отбирались решения, для которых относительное расхождение скоростей не превышало 15%. По набору полученных решений рассчитывались средние значения каждого параметра модели и их среднеквадратические отклонения. Для каждой глубины в качестве «решения обратной задачи» из набора приемлемых решений выбирался тот, который обеспечивал наименьшее расхождение теоретических и экспериментальных значений скоростей упругих волн. Для найденного таким образом решения для каждой глубины рассчитывалась матрица эффективных модулей упругости. Результаты решения обратной задачи представлены в соответствующем параграфе ниже.

### **Исследование чувствительности модели к ее параметрам**

Исследовалась чувствительность построенной петроупругой модели к следующим параметрам: форма частиц органического (аспектное отношение) вещества и степень их связности; аспектное отношение микропор, линз кальцита и кремнезема; угол разориентации неизометричных частиц; аспектное отношение и объемная концентрация вертикальных трещин; степень связности пустотного пространства породы.

Анализ чувствительности показал, что для такой малой концентрации органического вещества в породе (до 8%) изменение формы частиц органического вещества (аспектного отношения) и степень его связности практически не влияет на скорости упругих волн и их анизотропию. Это, в частности, отличает породы хадумской свиты от пород баженновской свиты, для которой наблюдается гораздо боль-

шее содержание органики (20% и более), и где эти параметры оказывают существенное влияние как на скорости упругих волн, так и на их анизотропию.

Влияние формы неизометричного пустотного пространства и линз кальцита на скорости упругих волн и параметры анизотропии VTI Томсена ( $\epsilon$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$ ) показано на рис. 4. На этом графике и на графиках ниже в этом параграфе показаны скорости вдоль ствола вертикальной скважины. При исследовании влияния этих параметров на скорости упругих волн и их анизотропию другие параметры модели соответствовали решениям обратной задачи, полученным для достаточно больших концентраций микропор (12%) и кальцита (40%). Эти решения соответствовали разным глубинам хадумской свиты.

Как видно, наиболее сильное влияние оказывают достаточно тонкие включения. По мере того, как форма включений становится более изометричной, ее влияние становится менее выраженным. Наши исследования показали, что форма линз кремнезема также оказывает влияние на эти упругие характеристики. Однако оно проявляется в меньшей степени. Влияние формы линз кальцита проявляется вследствие того, что скорости продольных упругих волн, распространяющиеся вдоль вертикальной оси в глинистой матрице и в поликристалле кальцита, различаются более, чем вдвое. В случае поперечных волн скорости для этих направлений различаются втрое.

На рис. 5, а и б показано влияние угла разориентации неизометричных включений (линз кальцита, кремнезема, микропор) на скорости упругих волн и их анизотропию. Для анализа влияния этого параметра другие параметры петроупругой модели соответствовали решению обратной задачи, полученному для глубины, на которой содержание глинистых минералов было высоким – 50% (хадумская свита). Из рисунка видно, что для углов, превышающих 50 градусов, породы становятся изотропными. Однако для малых значений углов анизотропия упругих свойств значительная, и параметр Томсена  $\gamma$ , характеризующий анизотропию поперечных волн, может быть больше 1.

На рис. 5, в и г показано влияние параметра связности пустот на скорости упругих волн и параметры анизотропии Томсена. Как видно, влияние этого параметра нелинейно и наиболее сильно проявляется при значениях, превышающих 0,6. При стремлении этого параметра к 1 (нижней границе Хашина-Штрикмана) скорости упругих волн и значения параметров Томсена начинают резко падать. Для исследования влияния этого параметра была выбрана глубина (и соответственно остальные параметры модели), для которой пористость составляла 12% (хадумская свита).

На рис. 6 показано влияние аспектного отношения вертикальных трещин на скорости упругих волн и расщепление поперечных волн для разных значений их объемной концентрации (0,08%, 0,13% и 0,26%). Значение 0,13% соответствует решению обратной задачи, полученному для глубины черкесской свиты, на которой наблюдалось максимальное расщепление (14%). Величина расщепления опре-

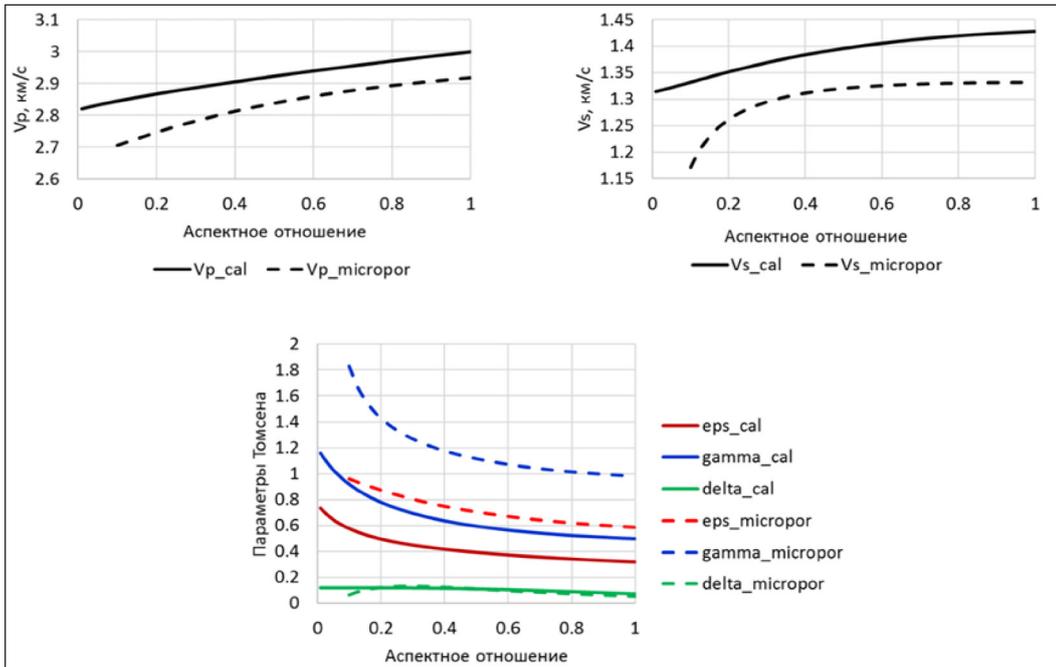


Рис. 4  
Чувствительность скоростей упругих волн и параметров анизотропии Томсена к изменению аспектного отношения микропор (micropor) и линз кальцита (cal)

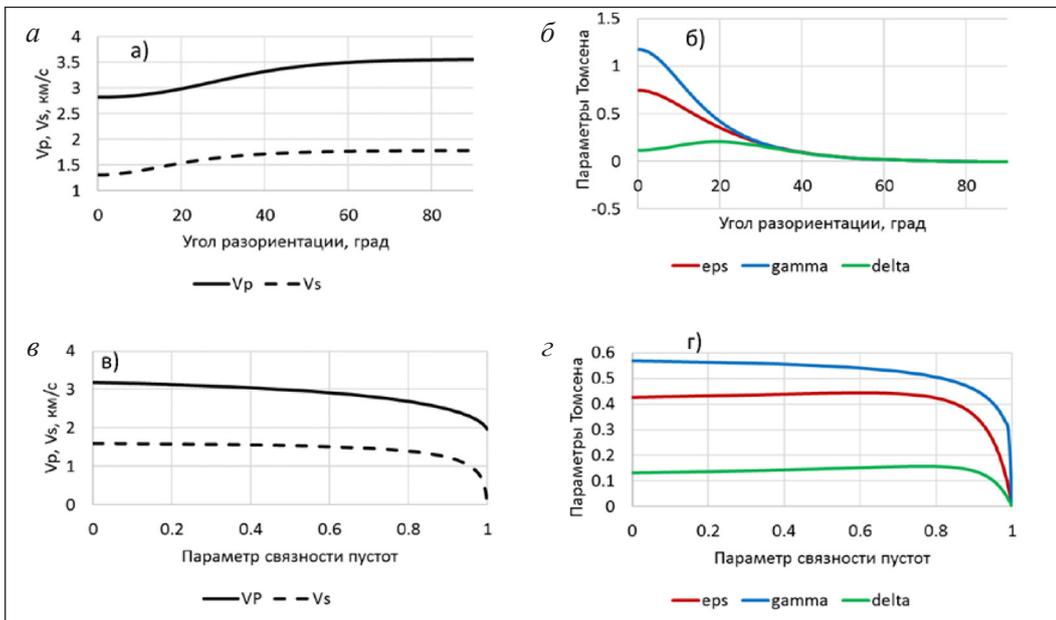


Рис. 5  
Чувствительность скоростей упругих волн и параметров анизотропии Томсена к изменению угла разориентации глинистых частиц *a* и *б* и к параметру связности пустот *в* и *г*

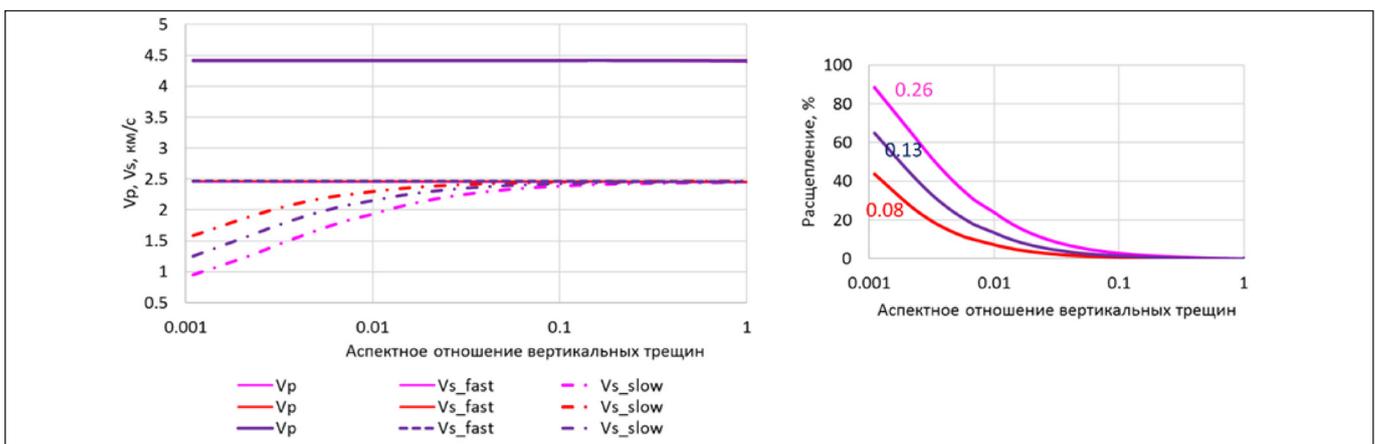


Рис. 6  
Чувствительность скоростей упругих волн и параметров анизотропии Томсена к изменению аспектного отношения и объемной концентрации вертикальных трещин. Цифрами соответствующего цвета показана объемная концентрация трещин (розовый – 0,26%, синий – 0,13%, красный – 0,08%).

делялась как отношение разницы в скоростях быстрой и медленной поперечных волн к их среднему значению (в %).

Как видно, вертикальные трещины оказывают заметное влияние только на скорости медленных поперечных волн, распространяющихся вдоль ствола скважины. Анализ этого рисунка позволяет найти нижнее значение аспектного отношения вертикальных трещин, если полагать, что величина расщепления, наблюдаемая по данным ГИС, обычно не превышает 25%.

### Калибровка петроупругих моделей на данных сейсмоки

Отличительной особенностью пород баталпашинского, хадумского и черкесского горизонтов является значительное содержание глинистых минералов, что затруднило исследование анизотропии упругих свойств этих пород в масштабе зерна из-за сложностей с изготовлением образцов. Однако эти горизонты составляют значительную часть глубин, вскрытых скважиной (около 70%). Как уже указывалось выше, решение обратной задачи по определению параметров модели только по данным ГИС обладает значительной степенью неоднозначности. Изменяя угол разориентации глинистых и других неизометричных частиц, а также параметров модели (в заданных пределах), которые характеризуют форму неоднородностей и степень их связности, можно получить множество решений, позволяющих получить приемлемое расхождение между теоретическими и экспериментальными скоростями. Однако степень анизотропии упругих свойств в таких решениях будет различна.

Наличие высокой степени анизотропии в изучаемых отложениях оказывает существенное влияние

на кинематические и динамические характеристики сейсмического волнового поля – в случае VTI анизотропии возникает эффект «хоккейная клюшка» на годографах отраженных волн и существенное изменение AVO-откликов (зависимости изменения амплитуд отраженных волн от удаления) [Grechka V., 2009; Vernik L., 2016].

В основном, для создания синтетических сейсмических данных при выполнении AVO-моделирования используется уравнение Цеппритца или его линейные аппроксимации [Aki K., Richards P.G., 2009], которые не учитывают анизотропию. В случае, когда целевые объекты анизотропные (в представленной работе породы, в основном, имеют VTI анизотропию), использование таких уравнений приводит к существенной разнице между амплитудами измеренных и модельных сейсмограмм. Пример изотропного и VTI анизотропного моделирования для одного из месторождений Восточного и Центрального Предкавказья показан на рис. 7.

Как отмечалось ранее, оценка параметров анизотропии Томсена связана с неопределенностью решения обратной петроупругой задачи и осложнена отсутствием верификации на керновом материале. Поэтому, в качестве дополнительного условия выбора оптимальной модели из всего множества полученных решений было задано схождение синтетических и измеренных сейсмических данных во всем интервале исследования.

Для этого рассчитывались модели угловых сейсмограмм (AVA) в диапазоне углов 5–350, что соответствует диапазону углов в измеренных сейсмических данных. Используемый сейсмический импульс был также получен из наблюдаемых сейсмограмм и отражает амплитудно-частотные характеристики сейсмического материала на изучаемой площади.

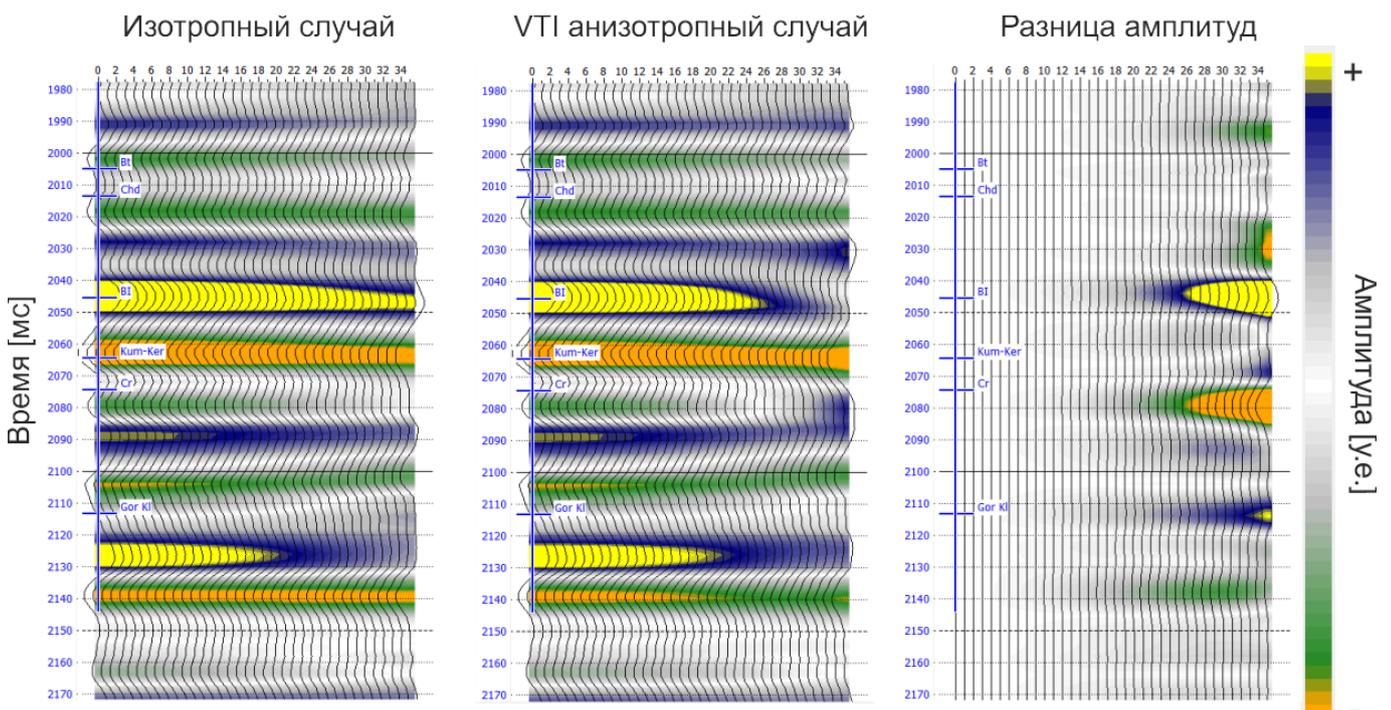


Рис. 7

Влияние VTI анизотропии отложений баталпашинской, хадумской и черкесской свит на AVO-отклик

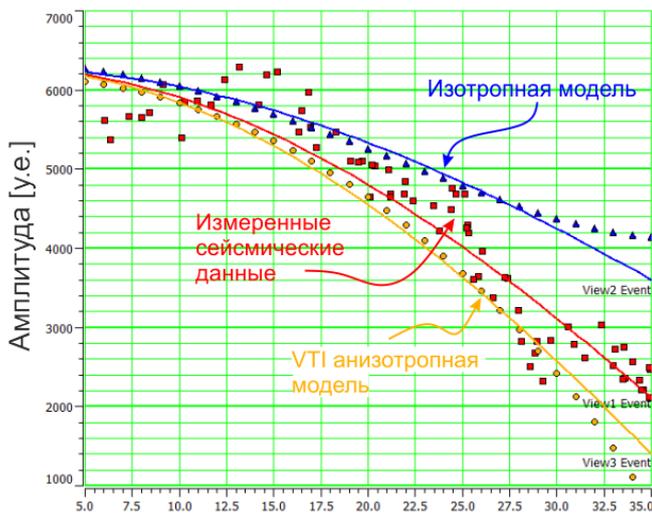
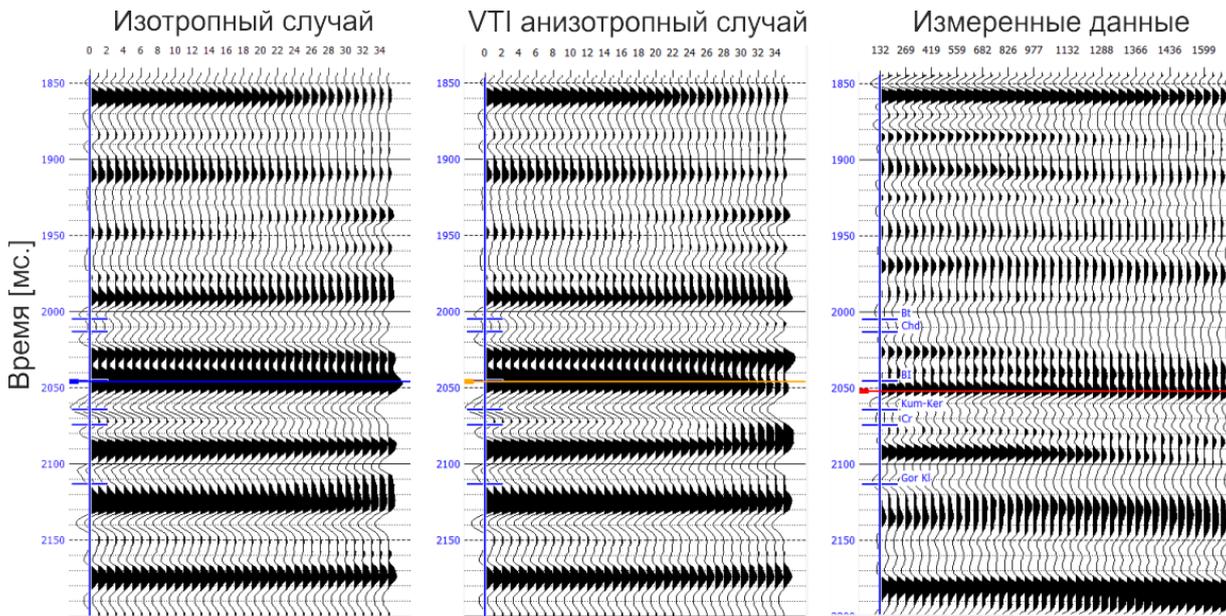


Рис. 8

Анализ AVA-распределений в интервале отложений баталпашинской, хадумской и черкесской свит. В верхней части представлено сопоставление модельных угловых сейсмограмм (для изотропного и VTI анизотропного случая) с измеренными данными. В нижней части показан пример AVA-анализа для подошвы хадумской свиты

Для создания VTI анизотропного случая использовалось уравнение Рюгера [Rüger A., 1997, 1998]:

$$R_{app}(\theta) = R_{ipp}(\theta) + \frac{\Delta\delta}{2} \sin^2\theta + \frac{\Delta\varepsilon}{2} \tan^2\theta \sin^2\theta, \quad (3)$$

где  $R_{ipp}$  — величина коэффициента отражения Томсена. Далее анализировался AVA отклик от границ интервалов баталпашинской, хадумской и черкесской свит изотропной и VTI анизотропной моделей волновых полей с измеренными данными (рис. 8).

В результате проведенного анализа было отмечено, что для исследуемых интервалов баталпашинской, хадумской и черкесской свит влияние VTI анизотропии на динамику волновой картины прямо пропорционально росту угла падения продольный полны на границу раздела сред, что подтверждается работами [Grechka V., 2009; Rüger A., 1997, 1998, 2002; Vernik L., 2016]. Хорошо видно (рис. 8), что AVA зависимости для изотропного и измеренного случаев имеют существенные расхождения. Использование распределений параметров анизотропии Томсена, полученных в результате анизотропного петроупругого моделирования, позволяет миними-

зировать расхождение синтетических и реальных сейсмических данных, что оказывает существенно влияние на точность восстановления упругих свойств при выполнении сейсмической амплитудной инверсии и качество сейсмического прогноза.

### Результаты петроупругого моделирования

Результат анизотропного петроупругого моделирования для отложений баталпашинской, хадумской, белоглинской, кумско-керестинской и черкесской свит представлен на рис. 9 и 10. На рис. 9 показано распределение вдоль ствола скважины диагональных компонент матрицы упругости, полученных для решений обратной задачи на каждой глубине, а также приведено сопоставление измеренных и модельных скоростей продольных и поперечных волн (быстрая и медленная) и объемной плотности.

Как видно, для большинства глубин матрица упругости имеет симметрию типа VTI. Для участков глубин, на которых наблюдалось расщепление поперечных волн, порода имеет орторомбический тип симметрии. На рис. 10 приведены параметры микроструктуры порового пространства в виде объемных

содержаний микропор и вертикальных макротрещин и их аспектное отношение, а также параметры анизотропии Томсена и параметры трещиноватости.

Как видно, в интервалах глубин с повышенной глинистостью наблюдаются очень высокие значения параметра  $\gamma$ , характеризующего анизотропию поперечных волн. Также показано сравнение экспериментальных и теоретических значений расщепления с параметром интенсивности трещиноватости, введенного нами по формуле

$$Index_{[crack]} = e \cdot f \cdot 100, \quad (4)$$

$$e = \frac{3\varphi}{4\pi\alpha}$$

где  $e$  – плотность трещин,  $\varphi$  – трещинная пористость (в долях единицы), – аспектное отношение трещин,  $f$  – параметр связности пустот. Можно отметить, что повышенные значения расщепления хорошо коррелируют с показателем интенсивности трещиноватости.

В отличие от стандартных подходов изотропного петроупругого моделирования [Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., 2009], разработанная модель позволяет получить не только распределение упругих свойств (компоненты тензора упругости: ) (рис. 9) в целевом интервале исследований, но и оценить микроструктуру пустотного пространства (объемное содержание микропор и вертикальных макротрещин, аспектное отношение микропор и вертикальных макротрещин, параметр связности пустот и параметр концентрации трещин) и параметры анизотропии Томсена ( $\varepsilon, \gamma, \delta$ ) (рис. 10). Таким образом, полученные параметры позволяют более детально изучать свойства целевого объекта. В частности, информация о микроструктуре поро-

вого пространства может быть использована для подробной типизации целевых объектов в облаках упругих свойств, а параметры анизотропии могут быть использованы в алгоритмах сейсмической инверсии для более точного восстановления упругих свойств и оценки азимутально-анизотропных характеристик изучаемых отложений.

**Обсуждение и выводы**

В основе современных подходов количественной интерпретации сейсмических данных лежат принципы физики горных пород (rock physics), которые позволяют исследовать связи между упругими и геологическими свойствами изучаемых отложений. Математически описать такие связи позволяют петроупругие модели горных пород. Для получения достоверного сейсмического прогноза важным этапом является выбор оптимальной петроупругой модели, которая включает необходимые параметры целевых геологических объектов.

При изучении анизотропных коллекторов углеводородов необходимо разрабатывать и использовать более сложные петроупругие модели, которые позволяют рассчитывать не только величины, получаемые при стандартных измерениях упругих свойств породы, но также оценивать как параметры микроструктуры порового пространства, так и параметры анизотропии. Большинство петроупругих моделей и методик петроупругого моделирования, применяемые в производстве, разрабатывались для целей изучения традиционных природных резервуаров. Поэтому использование таких относительно простых моделей при изучении анизотропных коллекторов может приводить к некорректной оценке петроупругих зависимостей и, в конечном итоге, не-

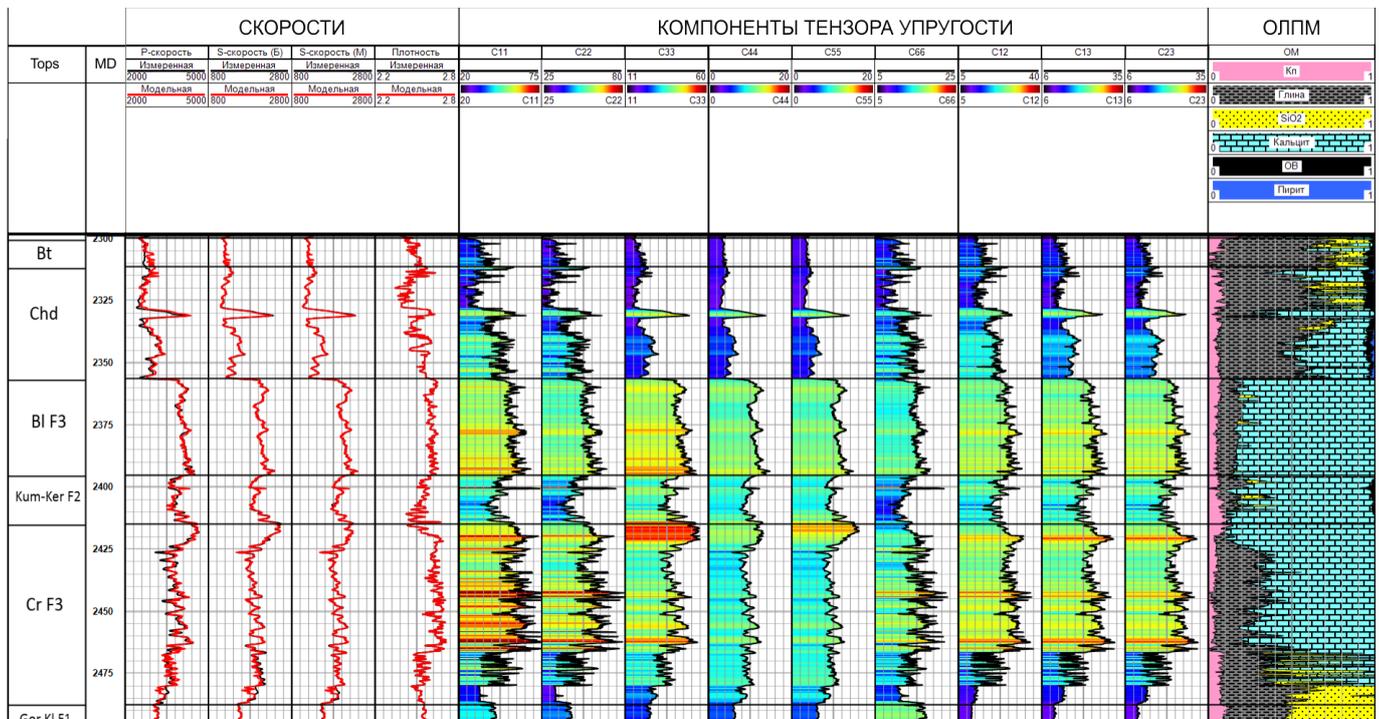
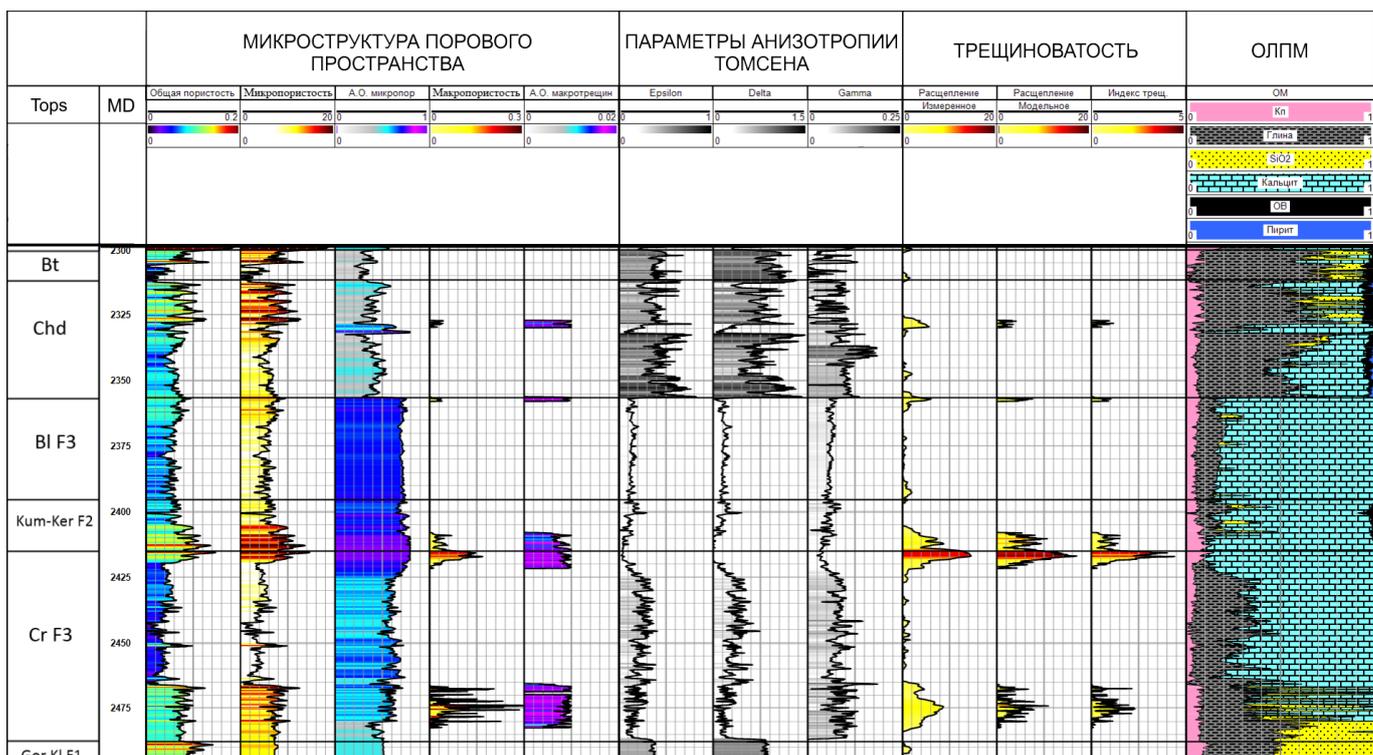


Рис. 9

**Результат анизотропного петроупругого моделирования.**

В левой части представлено сопоставление измеренных и модельных скоростей продольных и поперечных волн и плотности, в правой части – рассчитанные компоненты тензор упругости



**Рис. 10**  
**Результат анизотропного петроупругого моделирования.**

В левой части представлены параметры микроструктуры порового пространства в виде объемных содержаний микропор и вертикальных макротрещин и их аспектное отношение; в центральной части приведены рассчитанные параметры анизотропии Томсена; в правой части показаны экспериментальные и теоретические значения расщепления и параметр интенсивности трещиноватости

верному прогнозу перспективных областей по данным сейсморазведки.

Такие модели должны строиться на основе анализа внутреннего строения пород. При этом основное внимание должно уделяться наличию неизометричных включений с контрастными свойствами (например, щелевидных микропор, линз минералов). Важным условием построения достоверной петроупругой модели является учет собственной анизотропии глинистых минералов. Такие модели являются параметрическими, а в качестве параметров выступают величины, характеризующие геометрию пустотного пространства (форму микропор,

трещин, степень их связности), а также иных неизометричных включений.

Обратная задача по определению параметров петроупругой модели является неоднозначной и требует калибровки на данных эксперимента. В данной работе на примере анизотропных пород Восточного и Центрального Предкавказья показано, что в случае, когда калибровка на керне невозможна (в частности, из-за отсутствия возможности изготовить целостный образец породы), может быть использована динамическая характеристика волновой записи.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Баюк И.О., Белобородов Д. Е., Березина И. А., Гилязетдинова Д. Р., Краснова М. А., Корост Д. В., Патонин А., Пономарев А. В., Тихоцкий С.А., Фокин И. В., Хамидуллин Р. А., Цельмович В.А. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. 2015. № 2. С. 36–45.
2. Баюк И.О., Калимуллин А.Ф., Краснова М.А., Михайлов Б.О., Фокин И.В. Петроупругая модель пород баженовской свиты в масштабах керна и ГИС // Тезисы II Научно-технической конференции-семинара «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», г. Уфа, Россия, 10–13 сентября 2019.
3. Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Золоева Г.М., Юрова Д.Ю., Хаустова Н.А., Гальперина А.А. Методика определения литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств пород хадумской свиты по данным ГИС // Геофизика. 2016. № 6. С. 39–45.
4. Жданов М.С. Теория обратных задач и регуляризации в геофизики. 2007. Москва: Научный мир. 712 с.
5. Сивальнева О.В., Рахматуллина А.С., Постников А.В., Постникова О.В., Зуева О.А., Идрисова Е.К. Литологическая характеристика олигоценовых и эоцен-палеоценовых пород Восточного Предкавказья // Геофизика. 2019. Т. 6 (в печати).
6. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. 1977. Москва: Наука. 400 с.
7. Aki K., Richards P.G. Quantitative seismology, 2nd edition. 2009. California: University Science Book. 685 с.
8. Bayuk I., Chesnokov E. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // Journal of Physics and Chemistry of the Earth. 1998. V. 23(3). Pp. 361–366.
9. Grechka V. Applications of seismic anisotropy in the oil and gas industry. EAGE Publications. 2009. 171 p.

10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge: Cambridge University Press, 2009. 511 p.

11. Sayers C., den Boer L. The elastic properties of clay in shales // Journal of Geophysical Research. 2018. V. 124(7). Pp. 5965–5974.

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. Rüger A. P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media // Geophysics. 1998. V. 63. Pp. 935–947.

14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media // SEG Publications, 2002. 189 p.

15. Vernik L. Seismic petrophysics in quantitative interpretation. Investigation in Geophysics № 18. SEG Press, 2016. 213 p.

## REFERENCES

1. Bayuk IO, Beloborodov DE, Berezina IA, Gilyazetdinova DR, Krasnova MA, Korost DV, Patonin A, Ponomarev AV, Tikhotskiy SA, Fokin IV, Khamidullin RA, Tsel'movich VA. Seysmoakusticheskie issledovaniya kerna pri plastovykh usloviyakh. *Tekhnologii seysmorazvedki*. 2015; (2): 36–45 (in Russian).

2. Bayuk IO, Kalimullin AF, Krasnova MA, Mikhaylov BO, Fokin IV. Petrouprugaya model' porod bazhenovskoy svity v masshtabakh kerna i GIS. Tezisy II Nauchno-tekhnicheskoy konferentsii-seminara «Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami», g. Ufa, Rossiya, 10–13 sentyabrya 2019 (in Russian).

3. Gorodnov AV, Chernoglazov VN, Zoloeva GM, Yurova DYU, Khaustova NA, Gal'perina AA. Metodika opredeleniya litologicheskogo sostava i fil'tracionno-emkostnykh svoystv porod khadumskoy svity po dannym GIS. *Geofizika*. 2016; (6): 39–45 (in Russian).

4. Zhdanov MS. Teoriya obratnykh zadach i regularizatsii v geofiziki. 2007. Moscow: Nauchnyy mir. 712 p. (in Russian).

5. Sivalneva OV, Rakhmatullina AS, Postnikov AV, Postnikova OV, Zueva OA, Idrisova EK. Litologicheskaya kharakteristika oligotsenovykh i eotsen-paleotsenovykh porod Vostochnogo Predkavkaz'ya. *Geofizika*. 2019. T. 6 (v pechati) (in Russian).

6. Shermegor TD. Teoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred. 1977. Moscow: Nauka. 400 p. (in Russian).

7. Aki K, Richards PG. Quantitative seismology, 2nd edition. 2009. California: University Science Book. 685 c.

8. Bayuk I, Chesnokov E. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // Journal of Physics and Chemistry of the Earth. 1998. V. 23(3). Pp. 361–366.

9. Grechka V. Applications of seismic anisotropy in the oil and gas industry. EAGE Publications. 2009. 171 p.

10. Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge: Cambridge University Press, 2009. 511 p.

11. Sayers C, den Boer L. The elastic properties of clay in shales // Journal of Geophysical Research. 2018. V. 124(7). Pp. 5965–5974.

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. Rüger A. P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. Geophysics. 1998. V. 63. Pp. 935–947.

14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. SEG Publications, 2002. 189 p.

15. Vernik L. Seismic petrophysics in quantitative interpretation. Investigation in Geophysics № 18. SEG Press, 2016. 213 p.

Положительная рецензия от 27.11.2019

## ОБ АВТОРАХ



**БАЮК**  
Ирина Олеговна

Окончила в 1981 г. факультет прикладной математики Московского Авиационного Института им. С. Орджоникидзе по специальности «Прикладная математика». С 1983 по 1986 год обучалась в аспирантуре Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, где защитила кандидатскую, а затем и докторскую диссертации по специальности «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых». Главный научный сотрудник Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, доктор физико-математических наук. Область научных интересов – построение математических моделей эффективных физических свойств горных пород, включая коллекторы углеводородов.



**ДАНЬКО**  
Дмитрий Анатольевич

Старший преподаватель кафедры разведочной геофизики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, кандидат технических наук. Окончил РГУ нефти и газа в 2012 г. Область научных интересов – петроупругое моделирование и амплитудная инверсия сейсмических данных.



**КУЛАПОВА**  
Мария Вячеславовна

Доцент кафедры геофизических информационных систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, кандидат геолого-минералогических наук. Окончила в 2004 г. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Специалист в области интерпретации данных ГИС сложных коллекторов нефти и газа.



**РЫЖКОВ**  
Валерий Иванович

Заведующий кафедрой разведочной геофизики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Окончил РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в 1985 г. Профессор, доктор технических наук. Область научных интересов – теория и практика сейсморазведки.