



Научная статья  
УДК 622.276.031:550.822.3  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.7>

## ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ НА УПРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Василий Сергеевич Кулешов<sup>1</sup>,  
Богдан Николаевич Недомовный<sup>2\*</sup>,  
Алексей Юрьевич Кудымов<sup>3</sup>,  
Николай Александрович Распутин<sup>4</sup>,  
Наталья Юрьевна Юрьева<sup>5</sup>

- <sup>1</sup> РН-Технологии (д. 1, б-р Раменский, Москва, 119607, Российская Федерация)  
<sup>2,3</sup> Тюменский нефтяной научный центр (д. 42, ул. Максима Горького, Тюмень, 625000, Российская Федерация)  
<sup>4,5</sup> РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ (д. 16В, ул. Геологоразведчиков, Новый Уренгой, 629306, Российская Федерация)

- <sup>1</sup> [vskuleshov@rosneft.ru](mailto:vskuleshov@rosneft.ru); <https://orcid.org/0000-0001-7542-0518>  
<sup>2</sup> [bnnedomovnyi@tnnc.rosneft.ru](mailto:bnnedomovnyi@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0007-8614-4118>  
<sup>3</sup> [aykudymov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aykudymov@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>  
<sup>4</sup> [narasputin@rspn.rosneft.ru](mailto:narasputin@rspn.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>  
<sup>5</sup> [nyepifantseva@rspn.rosneft.ru](mailto:nyepifantseva@rspn.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0007-7355-5428>  
\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

С ростом интереса к трудно извлекаемым запасам углеводородов возникает необходимость повышения детальности моделирования массива горных пород и пласта коллектора. Учёт механической анизотропии среды, в частности вызванной прослаиванием тонких пропластков, позволит получить более полную картину о напряжённо-деформированном состоянии как самого пласта коллектора, так и барьеров/перемычек, что в свою очередь открывает дополнительные возможности для оптимизации процессов разработки месторождений, оптимизации и повышения эффективности ГРП, а также бурения скважин. В рамках настоящей работы описана технология проведения лабораторных исследований ядерного материала для изучения анизотропии упругих свойств. На основании результатов которых были получены корреляционные зависимости для упругих характеристик пород Сортымской, Баженовской и Абалакской свит. На примере одного из месторождений Западной Сибири демонстрируются результаты построения двух видов геомеханических моделей (изотропной и анизотропной). По результатам сопоставления значений «минимального горизонтального напряжения» и «градиента начала поглощений» показано,

что анизотропия упругих свойств оказывает существенное влияние на напряженно-деформированное состояние массива горных пород. Использование изотропных моделей для анизотропных сред приводит к существенному занижению горизонтальных напряжений/градиентов начала поглощений, что в свою очередь, не позволяет раскрыть потенциал ГРП, а также выбрать оптимальный интервал глубин спуска обсадных колонн, что критически важно, при бурении скважин в условиях АВПД. Полученные зависимости могут быть использованы в качестве априорной информации при построении геомеханических моделей указанных объектов на территории Западной Сибири.

**Ключевые слова:** анизотропия, лабораторные исследования керна, упругие свойства, геомеханические керновые исследования, корреляционные зависимости, геомеханическое моделирование

**Для цитирования:** Кулешов В. С., Недомовный Б. Н., Кудымов А. Ю., Распутин Н. А., Юрьева Н. А. Влияние анизотропии на упругие свойства горной породы // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 2. С. 153-174. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.7>

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию: 11.12.2024;  
одобрена после рецензирования 11.03.2025;  
принята к публикации 10.04.2025;

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)  
Research article

### **The effect of anisotropy on the elastic properties of rock**

**Vasily S. Kuleshov<sup>1</sup>,  
Bogdan N. Nedomovnyi<sup>2\*</sup>,  
Alexey Ju. Kudymov<sup>3</sup>,  
Nikolay A. Rasputin<sup>4</sup>,  
Natalia Ju. Yurieva<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> LLC RN-Technologies (1, Ramenskiy Blvd, Moscow, 119607, Russian Federation)

<sup>2,3</sup> LLC Tyumen Oil Research Center (42, Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>4,5</sup> ROSPAN INTERNATIONAL JSC (16B, Geologorazvedchikov St., Novy Urengoy, 629306, Russian Federation)

<sup>1</sup> [vskuleshov@rosneft.ru](mailto:vskuleshov@rosneft.ru); <https://orcid.org/0000-0001-7542-0518>

- <sup>2</sup> bnnedomovnyi@tnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0007-8614-4118>  
<sup>3</sup> aykudymov@tnc.rosneft.ru; [tps://orcid.org/0009-0001-2432-4419](https://orcid.org/0009-0001-2432-4419)  
<sup>4</sup> narasputin@rspn.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>  
<sup>5</sup> nyepifantseva@rspn.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0007-7355-5428>  
\* Corresponding author

**Abstract.** With the growing interest in hard-to-recover hydrocarbon reserves, there is a need to increase the detail and quality of modeling the rock mass and reservoir formation. Taking into account the mechanical anisotropy of the medium, in particular caused by the layering of thin layers, provides a more complete picture of the stress-strain state of both the reservoir formation itself and barriers / bridges, which in turn opens up additional opportunities for optimizing the processes of field development, increasing the efficiency of hydraulic fracturing, as well as drilling wells. The technology of conducting laboratory studies of core material to study the anisotropy of elastic properties is described in the present study. Based on the results, the correlations for the elastic characteristics of rocks of the Sortym, Bazhenov and Abalak formations were obtained. Using the example of one of the deposits in Western Siberia, the results of constructing two types of hem-mechanical models (isotropic and anisotropic) are demonstrated. With the reference to comparison of values of the minimum horizontal stress and the absorption onset gradient, it is shown that the anisotropy of elastic properties has a significant effect on the stress-strain state of the rock mass. The use of isotropic models for anisotropic media leads to a significant underestimation of horizontal stresses / gradients of the onset of absorption, which, in turn, does not allow to unlock the potential of hydraulic fracturing, as well as to choose the optimal depth range for casing descent, which is critically important when drilling wells under conditions of AHFP. The obtained dependences can be used as a priori information in constructing geomechanical models of these objects in Western Siberia.

**Keywords:** anisotropy, laboratory core studies, elastic properties, geomechanical core studies, correlation dependencies, geomechanical modeling

**For citation:** Kuleshov VS, Nedomovnyi BN, Kudymov AYu, Rasputin NA, Yurieva NYu. The effect of anisotropy on the elastic properties of rock. *Science. Innovation. Technologies.* 2025;(2):153-174 (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.7>

**Conflict of interest:** the authors declare no conflicts of interests.  
The article was submitted 11.12.2024;  
approved after reviewing 11.03.2025;  
accepted for publication 10.04.2025;

## Введение

Многие горные породы являются трансверсально-анизотропными, то есть имеют различные свойства относительно плоскости залегания пласта. Наиболее ярко свойства анизотропии проявляются в глинистых отложениях, которые имеют слоистую структуру залегания [1, 2]. Например, значения вертикального модуля Юнга (в плоскости перпендикулярной залеганию пласта) существенно отличаются от горизонтального модуля Юнга (в параллельной плоскости залегания пласта). Более того, анизотропии подвержены не только упругие свойства среды, но и акустические [3, 4].

Понимание анизотропии и ее механизмов формирования имеет ключевое значение при анализе и интерпретации сейсморазведочных работ и микросейсмического мониторинга, а также при бурении скважин и проведении операций гидравлического разрыва пласта (ГРП). По этой причине современные модели (геологические, петрофизические, гидродинамические, геомеханические) должны учитывать трещиноватость, тонкослоистое напластование, ориентацию пор/трещин/минералов и другие разномасштабные особенности пласта с целью обеспечения подбора наиболее оптимальных технологий разработки месторождения.

В частности, технология ГРП – одна из ключевых технологий, широко применяемая для интенсификации притока, базируется на результатах геомеханического моделирования. В виду отсутствия необходимых лабораторных исследований инженеры в области геомеханического моделирования зачастую используют изотропные пороупругие модели, что является сильным допущением, далеко не всегда позволяющим достичь максимальной эффективности при планировании операции ГРП [5, 6, 7]. Поэтому достоверный расчет горизонтальных напряжений является первостепенной задачей.

В случае слоистых отложений, когда разрез пласта возможно описать как трансверсально-изотропную среду, значения минимальных горизонтальных напряжений примут следующий вид [8]:

$$\sigma_h^{vti} = \frac{E_h}{E_v} \frac{v_v}{1 - v_h} \cdot [\sigma_v - \alpha_v P_p] + \alpha_h P_p + \frac{E_h}{1 - v_h^2} \cdot [\varepsilon_h - v_h \varepsilon_H], \quad (1)$$

где  $\sigma_h^{vti}$  – минимальные горизонтальные напряжения для VTI среды;

- $E_h$  и  $E_v$  – модуль Юнга;  
 $\nu_h$  и  $\nu_v$  – коэффициент Пуассона;  
 $\alpha_h$  и  $\alpha_v$  – константа Био;  
 $\varepsilon_h$  и  $\varepsilon_H$  – заданные тектонические деформации, действующие  
 вдоль азимута минимального и максимального горизонтальных напряжений;  
 $\sigma_v$  – вертикальное напряжение;  
 $P_p$  – поровое давление.

В соотношении (1) индекс  $h$  обозначает свойства среды в плоскости изотропии свойств, а индекс  $v$  – в направлении перпендикулярной к ней.

Соотношение (1) в случае изотропной среды, когда свойства не зависят от направления ( $E_h = E_v$ ;  $\nu_h = \nu_v$ ;  $\alpha_h = \alpha_v$ ) и опуская индексы  $h$  и  $v$ , можно представить в более простом виде:

$$\sigma_h^{\text{iso}} = \frac{\nu}{1 - \nu_h} \cdot [\sigma_v - \alpha P_p] + \alpha P_p + \frac{E}{1 - \nu^2} \cdot [\varepsilon_h - \nu \varepsilon_H], \quad (2)$$

Из соотношений (1) и (2) видно, что горизонтальные напряжения являются сложной функцией и зависят от коэффициента Пуассона, модуля Юнга, вертикального напряжения, порового давления, коэффициента пороупругости и добавочных тектонических напряжений, обусловленных тектоническими деформациями. При этом профиль горизонтальных напряжений обуславливается комплексным параметром  $\lambda_h^{\text{vi}} = \frac{E_h \nu_v}{E_v (1 - \nu_h)}$  – в случае VTI среды и  $\lambda_h^{\text{iso}} = \frac{\nu}{1 - \nu_h}$  – изотропной среды. То есть в случае VTI среды профиль напряжений зависит не только от коэффициента Пуассона, но и в первую очередь от соотношения вертикального модуля Юнга к горизонтальному.

Поэтому целью данной работы является анализ анизотропии упругих свойств горной породы путем проведения лабораторных исследований на образцах керна, отобранных на одном из месторождений Западной Сибири, которое характеризуется аномально-высоким пластовым давлением. Следует отметить, что настоящая работа посвящена изучению вертикально трансверсально-изотропных сред (VTI), вызванных в первую очередь тонкослоистым переслаиванием пластов. Горизонтально поперечно-

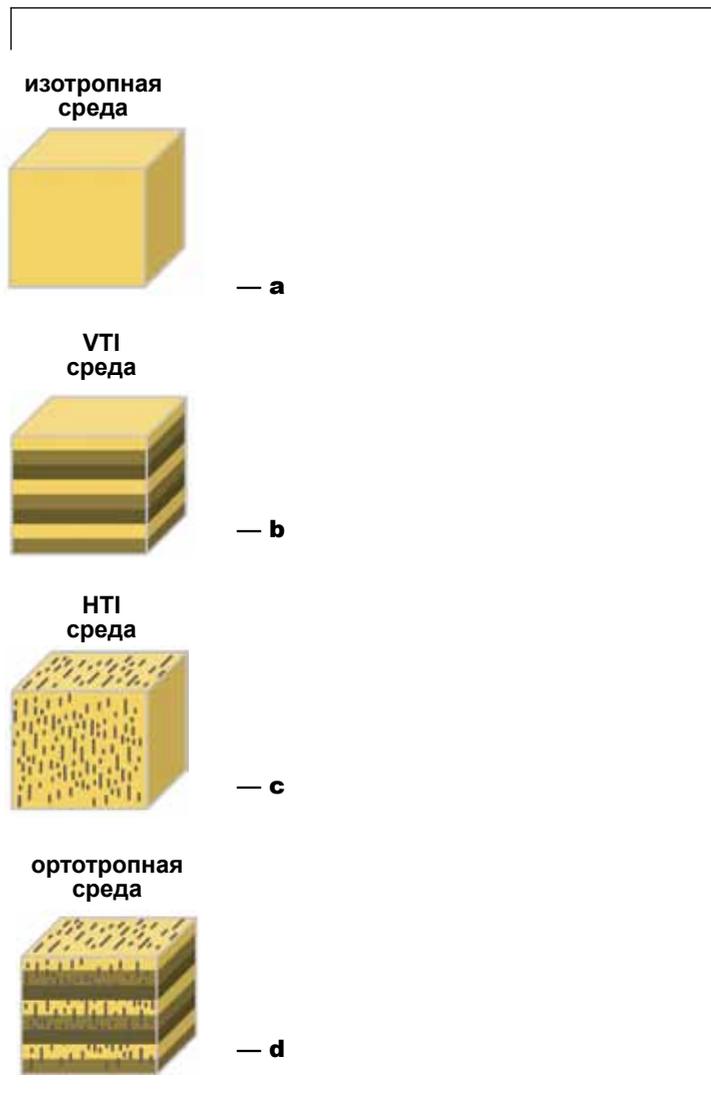


Рис. 1.

Схематическое представление различных типов пород [9]: (a) – изотропная среда; (b) – трансверсально-изотропная среда (слоистые породы); (c) – поперечно-изотропная среда (естественно трещиноватый коллектор); (d) – ортотропная среда (слоистые породы с присутствием естественной трещиноватости).

Fig. 1. Schematic representation of various types of rocks [9]: (a) – isotropic medium; (b) – transversally isotropic medium (layered rocks); (c) transversely isotropic medium (naturally fractured collector); (d) – orthotropic medium (layered rocks with the presence of natural fracturing).

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

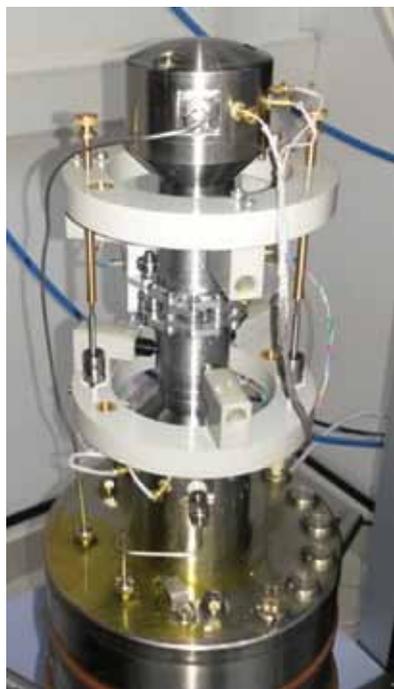
изотропные среды (НТИ) или ортотропные среды (ОРТ) в рамках данной работы не рассматриваются (рис. 1).

### **Материалы и методы исследований**

Лабораторные исследования по определению анизотропии упругих характеристик кернового материала проводились на модернизированной испытательной установке Shimadzu AG-300kN, оснащенной механическим приводом, жидкостными насосами и камерой для создания обжимного давления. В общем виде установка представляет собой камеру высокого давления со встроенной системой создания осевой нагрузки с гидравлическим приводом (рис. 2). Напряжение обжима на образцах создается и поддерживается с помощью камеры псевдотрехосного сжатия совместно с приводами и усилителями сжатия. Дополнительно лабораторная установка оснащена: линией для создания порового давления, системой терморегулирования, устройством измерений продольной и поперечной деформаций, системой измерений скоростей упругих волн.

С целью определения интервалов, которые не содержат скрытую трещиноватость, при разметке керна используются данные рентгеновской компьютерной томографии. После определения целостных интервалов керна выполняется отбор и изготовление образцов цилиндрической формы диаметром 30 мм и длиной 60 мм, с отношением высоты образца к его диаметру равном 2:1 согласно [10], под различными углами относительно плоскости залегания пласта. При этом повторная компьютерная томография позволяет выполнить контроль качества и целостности, подготовленных образцов керна.

Экстракция образцов горной породы приводит к удалению связанной с глиной воды из глинистых минералов, что в последующем пагубно влияет на механическое поведение горных пород [11]. Поэтому все лабораторные эксперименты проводятся на неэкстрагированных образцах, с последующим их донасыщением рабочей жидкостью – керосином, в условиях максимально приближенных к пластовым (термобарические условия). Условия проведения лабораторных тестов определены предварительно путем построения

**a****b****Рис. 2.**

**Фотографии лабораторной установки (а) и подготовки образца горной породы к тестам (b) / Fig. 2. Photos of the laboratory installation (a) and preparation of the rock sample for tests (b)**

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

одномерной геомеханической модели с ее калибровкой на фактические данные бурения скважин и данные гидравлического разрыва пласта.

Каждый образец керна изначально сжимается под изостатическим напряжением до заданной величины за счет создания давления, действующего на манжету (термоусадочную трубку) в камере, и приложения эквивалентного осевого напряжения [12].

Проведение экспериментов осуществляется путем увеличения осевой нагрузки на образец с заданной скоростью (0,5 МПа/с, либо  $10^{-5} \text{ с}^{-1}$ ). В процессе эксперимента обжимное и поровое давления поддерживаются с помощью насосов на постоянном уровне.

Деформации образца для определения статических упругих свойств измерялись датчиками деформаций в осевом и радиальном направлении, а для определения динамических упругих свойств регистрировались скорости ультразвуковых продольных и поперечных волн.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

С определенного интервала отобран набор из трех образцов керна – дублеров (схожих по литологии и ГИС), таким образом, что ось цилиндрических образцов керна ориентирована под углами  $\beta = 0^\circ$ ,  $45^\circ$  и  $90^\circ$  относительно плоскости залегания пласта, что позволяет полностью охарактеризовать механическую анизотропию горной породы. Исследования по определению анизотропии упругих характеристик горной породы выполнены на образцах керна, отобранных из интервалов Сортымской, Абалакской и Баженовской свит.

На всех подготовленных образцах были выполнены исследования по определению предела прочности при объемном сжатии с измерением динамических и статических упругих свойств согласно методике, описанной выше. В результате проведения лабораторных тестов определены:  $E_{sh}$ ,  $E_{sv}$ ,  $E_{st}$  – значения статического модуля Юнга,  $E_{dh}$ ,  $E_{dv}$ ,  $E_{dt}$  – значения динамического модуля Юнга,  $\nu_{sh}$ ,  $\nu_{sv}$ ,  $\nu_{st}$  – значения статического коэффициента Пуассона и  $\nu_{dh}$ ,  $\nu_{dv}$ ,  $\nu_{dt}$  – значения динамического коэффициента Пуассона. Индекс  $h$  характеризует значения в плоскости изотропии свойств ( $\beta = 0^\circ$ ), индекс  $\nu$

в перпендикулярной к ней плоскости ( $\beta = 90^\circ$ ), а индекс  $t$  в наклонной плоскости ( $\beta = 45^\circ$ ).

В работе [13] показано, что при проведении лабораторных исследований ключевым является корректное задание термобарических условий. В связи с этим, по результатам проведения исследований выполнено сравнение данных ГИС с лабораторными данными (рис. 3). На рисунке представлено сравнение акустических и упруго-прочностных свойств (сплошная линия), таких как интервальное время пробега продольной (DTP) и поперечной (DTS) волн соответственно; объемная плотность насыщенного образца керна (RHOV); динамический ( $E_{dv}$ ) и статический ( $E_{sv}$ ) вертикальный модуль Юнга, а также динамический ( $v_{dv}$ ) и статический ( $v_{sv}$ ) вертикальный коэффициент Пуассона с аналогичными данными, полученными на керне в лабораторных условиях (точки). Величина невязки между данными ГИС и результатами керновых исследований для большинства интервалов не превышает 5%, исключение составили 2 точки в интервале Ачб(1–0), где невязка составила 17%. Хорошее согласование между данными ГИС и результатами тестирования керна свидетельствует о корректности задания термобарических условий при проведении лабораторных исследований.

Следует отметить, что в приведенном ниже анализе рассмотрена исключительно взаимосвязь между вертикальными и горизонтальными упругими свойствами.

В ходе анализа результатов лабораторных исследований установлено, что значения статического вертикального и горизонтального модуля Юнга существенно различны (рис. 4). Из рисунка видно, что исследования охватывают достаточно большой интервал изменения модуля Юнга ( $8 \text{ ГПа} < E_{sv} < 25 \text{ ГПа}$ ). При этом отношение горизонтального ( $E_{sh}$ ) модуля Юнга к вертикальному ( $E_{sv}$ ) связано с вертикальным модулем Юнга и хорошо описывается корреляционной зависимостью в виде степенной функции:

$$\frac{E_{sh}}{E_{sv}} = 6,0 \cdot E_{sv}^{-0,52}. \quad (3)$$

То есть для более эластичных горных пород, которым соответствуют более низкие значения модуля Юнга, ве-

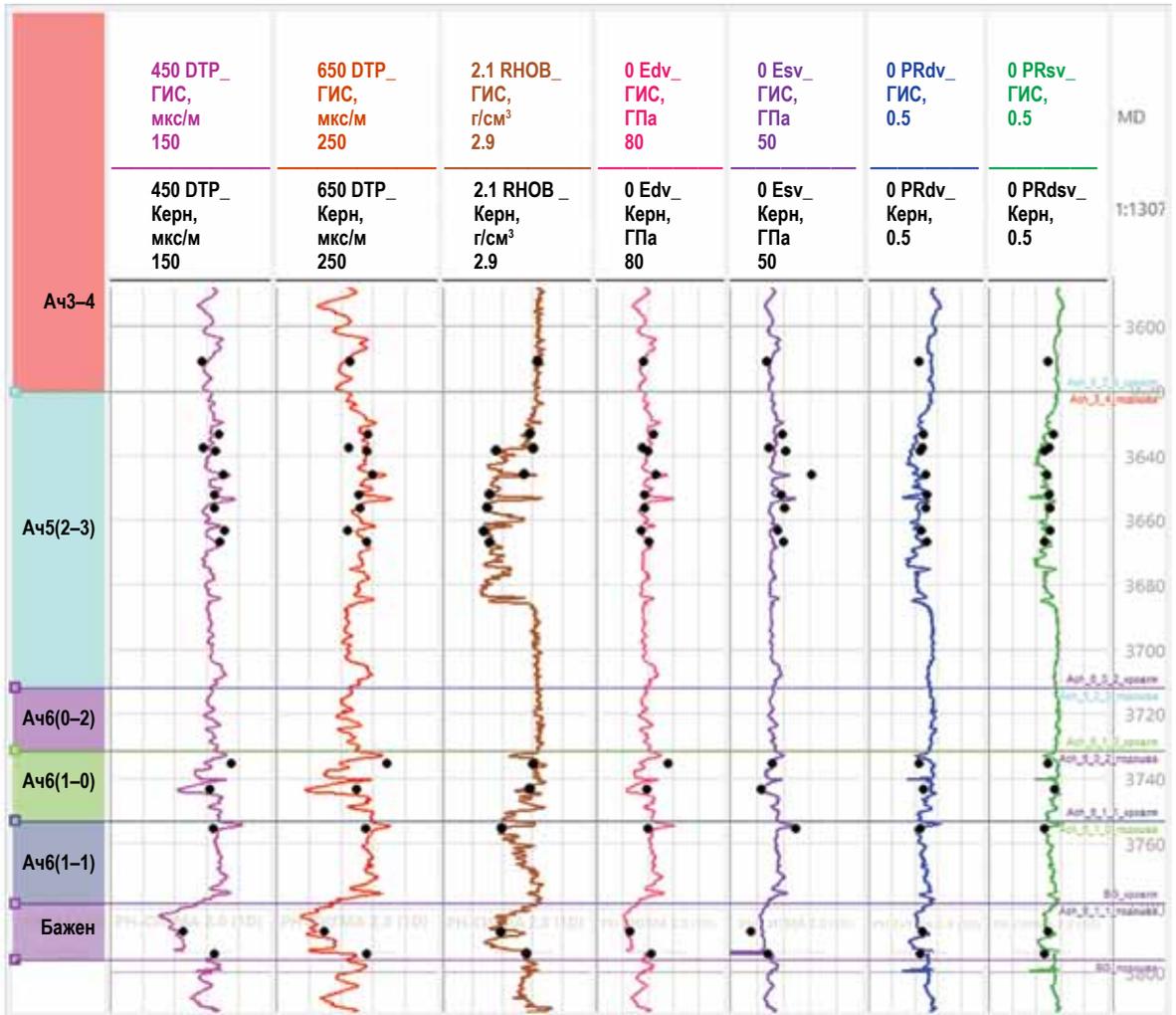


Рис. 3.

Сравнение результатов тестирования керна (точки) с данными ГИС (сплошная линия).

Fig. 3. Comparison of core testing results (dots) with logging data (solid line).

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

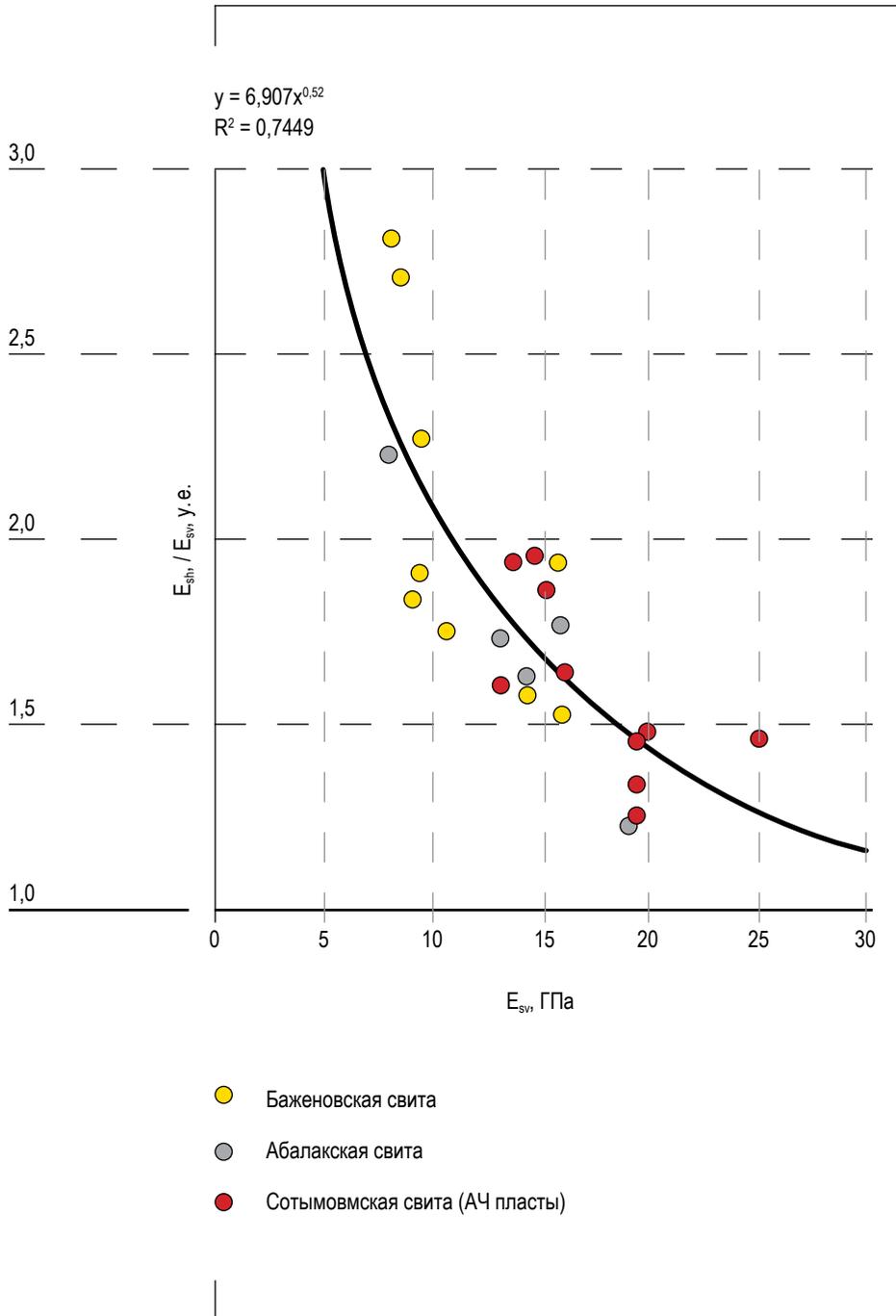
личина анизотропии модуля Юнга имеет повышенные значения относительно более жестких пород с более высокими значениями модуля Юнга. Результаты лабораторных исследований показывают, что зависимость между горизонтальным и вертикальным статическим модулем Юнга описывается единой корреляционной зависимостью для разных свит. При этом из соотношения (3) видно, что значение горизонтального модуля Юнга эквивалентно квадратному корню из модуля Юнга, а отношение горизонтального модуля Юнга к вертикальному достигает 2,8 раз для отложений Баженовской свиты. Средние значения анизотропии модуля Юнга для Сортымовской свиты (АЧ пласты) составляет 1,6; для Абалакской свиты – 1,7; для Баженовской свиты – 2,0; среднее значение анизотропии модуля Юнга по всем пластам составляет 1,8.

Следует отметить, что для уточнения и повышения ее достоверности корреляционной зависимости (рис. 4) необходимо проведение дополнительных исследований на образцах керна с более низкими и более высокими значениями модуля Юнга для получения концевых точек.

В работе также выполнен анализ анизотропии как динамического коэффициента Пуассона, так и статического (рис. 5). Из рисунка видно, что данные динамических и статических исследований лежат в едином тренде, что позволяет записать единую корреляционную зависимость в виде линейной функции от коэффициента Пуассона:

$$\frac{\nu_v}{1 - \nu_h} = 1,49 - 0,046 \quad (4)$$

Из соотношения (4) уже можно выразить значение горизонтального коэффициента Пуассона. Так как данные динамических и статических исследований лежат в едином тренде, на рисунке опущены индексы  $d$  и  $s$  для коэффициента Пуассона. При этом разница между горизонтальным и вертикальным коэффициентами Пуассона достигает 1,2 раза. Однако, в целом, можно сказать, что вертикальный и горизонтальный коэффициент Пуассона эквивалентны друг другу, то есть  $\nu_v \approx \nu_h$ .

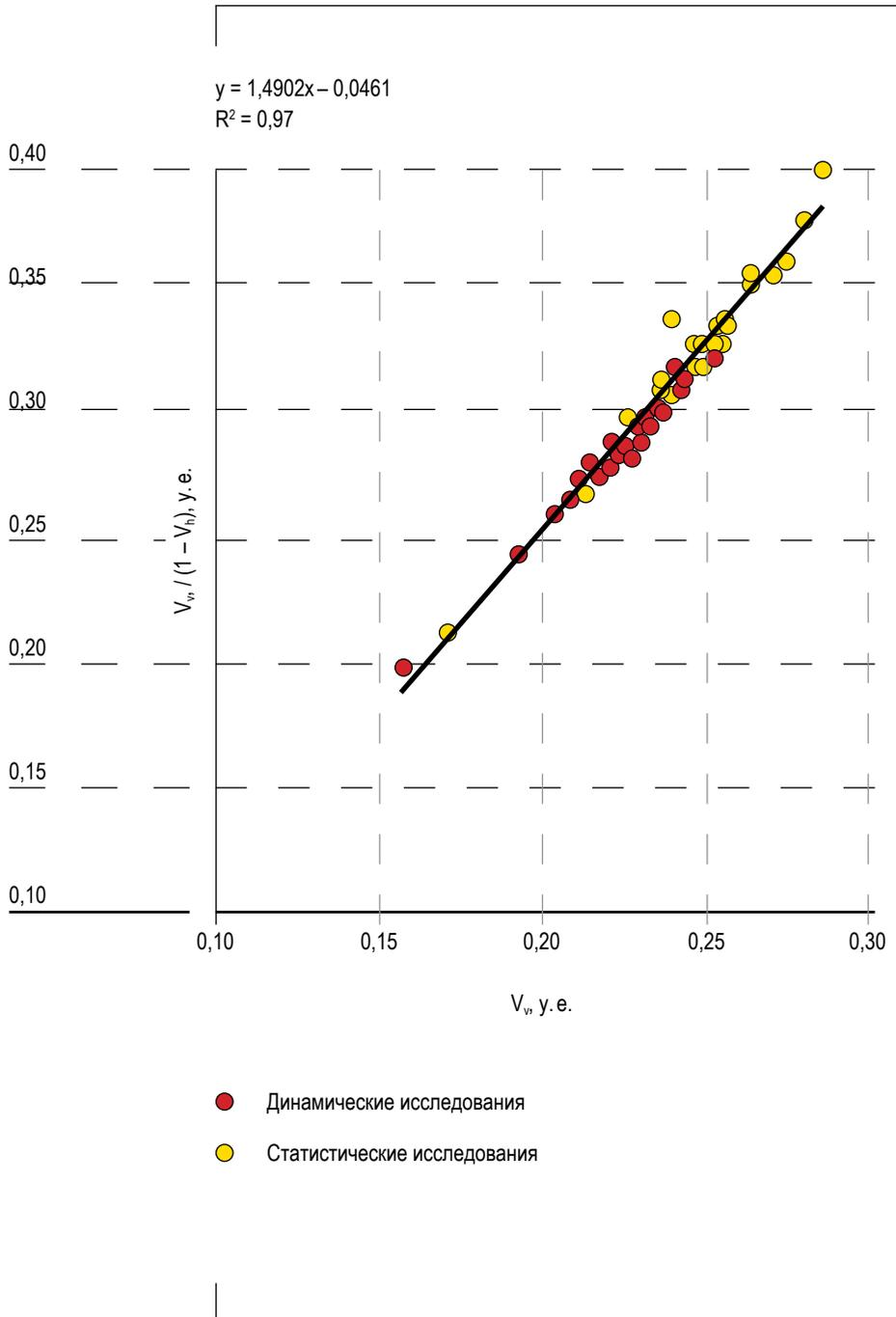


**Рис. 4. Анизотропия статического модуля Юнга.**

**Fig. 4. Anisotropy of the static Young's modulus**

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 5. Анизотропия коэффициента Пуассона.**

Fig. 5. Anisotropy of the Poisson's ratio.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Следует отметить, что, полученные в рамках данной работы общие закономерности анизотропии упругих свойств, согласуются с результатами ранее опубликованных работ, выполненных зарубежными авторами на сланцевых отложениях [14].

На основе полученных результатов лабораторных исследований выполнено сравнение комплексного параметр  $\lambda^{vti}$ , с аналогичным параметром, записанным для изотропного случая  $\lambda^{iso}$  (рис. 7). Анализируя полученные результаты установлено, что явной зависимости между  $\lambda^{vti}$  и  $\lambda^{iso}$  нет. При этом отношение  $\lambda^{vti}/\lambda^{iso}$  изменяется от 1,1 до 2,7, а максимальные отклонения отмечаются для отложений Баженовской свиты.

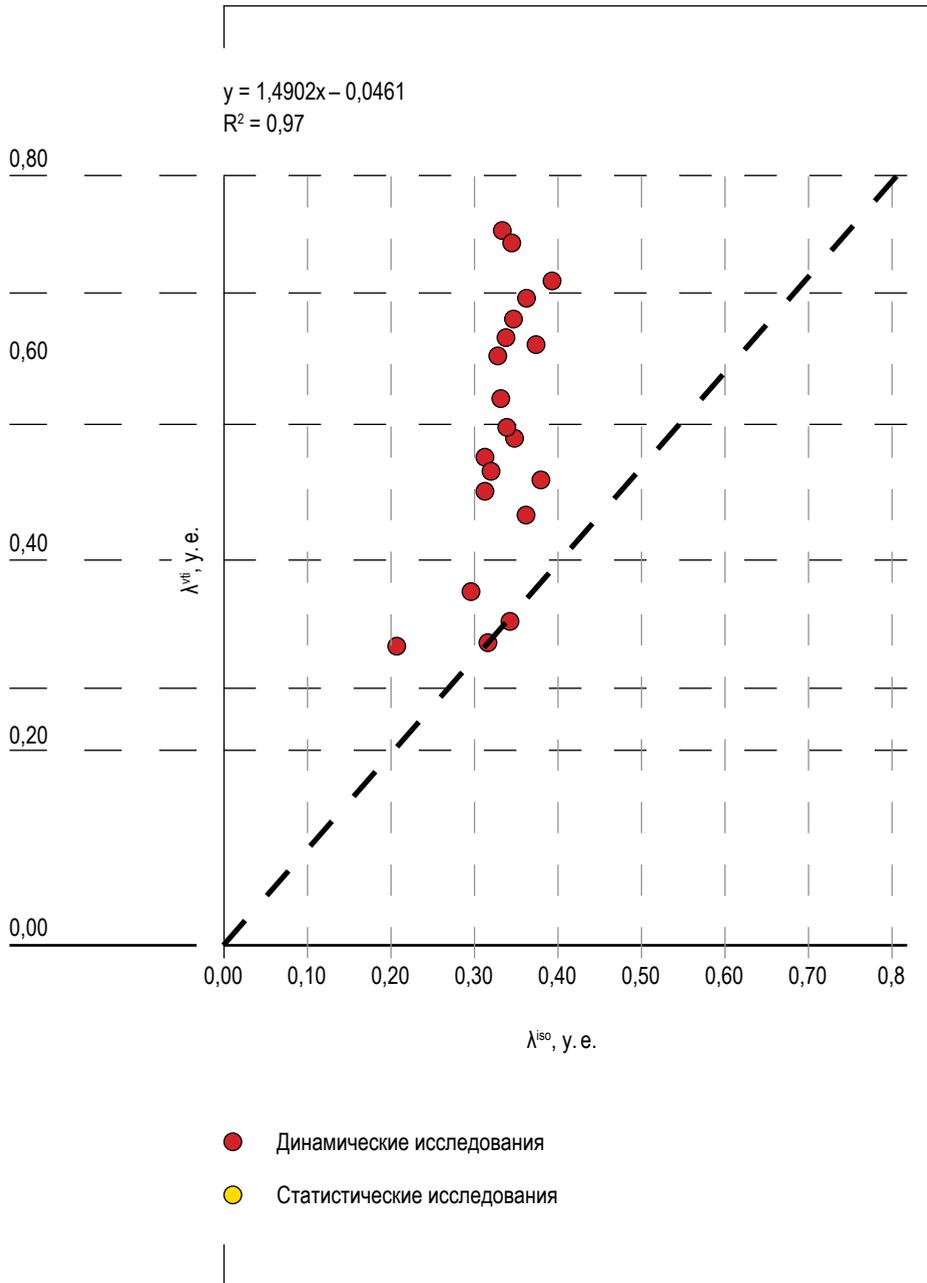
Следовательно, если рассмотреть соотношения (1) и (2) в терминах эффективных напряжений и пренебречь добавочными тектоническими напряжениями, обусловленных тектоническими деформациями, получим:

$$\sigma_h^{vti} = \frac{\lambda^{vti}}{\lambda^{iso}} \cdot \sigma_h^{iso} = k \cdot \sigma_h^{iso} \quad (5)$$

где  $\sigma_h^{vti}$  и  $\sigma_h^{iso}$  – эффективные минимальные горизонтальные напряжения для трансверсально-изотропной и изотропной сред;

$k$  – переводной коэффициент, показывающий прирост эффективных напряжений за счет VTI анизотропии: для Сортымовской свиты (АЧ пласты) составляет 1,6; для Абалакской свиты – 1,7; для Баженовской свиты – 2,1. Следует отметить, что параметр  $k$  соответствует средним значениям анизотропии модуля Юнга, так как в целом  $\nu_v \approx \nu_h$ .

Это означает, что VTI анизотропия приводит к увеличению эффективных напряжений в глинистых породах Сортымовской свиты (АЧ пласты) в среднем на 60%; Абалакской свиты – 70%; Баженовской свиты – 110%. Следовательно, горизонтальные напряжения для VTI среды значительно отличаются от изотропной среды, а модели для изотропных сред, применяемые к анизотропным приводят, к существенным занижениям горизонтальных на-



**Рис. 6. Сравнение коэффициентов бокового распуха для трансверсально-изотропной среды ( $\lambda_h^{vi}$ ) и изотропной среды ( $\lambda_h^{iso}$ ).**

Fig. 6. Comparison of lateral expansion coefficients for a transversally isotropic medium ( $\lambda_h^{vi}$ ) and an isotropic medium ( $\lambda_h^{iso}$ )

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

пряжений в глинистых барьерах и как следствие к некорректному моделированию трещины ГРП, а также к заниженным значениям градиентов начала поглощений и ГРП в не коллекторе, что особенно критично при бурении скважин в условиях АВПД для оптимального спуска обсадных колон.

В качестве примера рассмотрим некоторые характерные значения для одного из месторождений Западной Сибири, которое характеризуется аномально-высоким пластовым давлением (табл. 1). В таблице представлены такие параметры как вертикальная глубина залегания пласта; градиент порового давления, градиент начала поглощений с учетом анизотропии и без учета, а также обозначенные переменные в абсолютных значениях.

Таблица 1. ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ В ГЛИНИСТЫХ БАРЬЕРАХ  
Table 1. The effect of anisotropy of mechanical properties on the stress-strain state in clay barriers

Свита	PPMW, г/см <sup>3</sup>	P <sub>p</sub> , атм	Изотропная модель		Анизотропная модель		Прирост напряжений, атм
			LOSS, г/см <sup>3</sup>	$\sigma_h^{iso}$ , атм	LOSS, г/см <sup>3</sup>	$\sigma_h^{vti}$ , атм	
Сортымская свита (АЧ пласты)	1,63	619	1,82	691	1,93	734	43
Баженовская свита	1,80	692	1,95	750	2,12	813	63
Абалакская свита	1,82	720	2,03	803	2,18	862	58

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Из таблицы видно, что влияние анизотропии существенным образом сказывается на величину минимальных горизонтальных напряжений ( $\sigma_h^{iso}$  и  $\sigma_h^{vti}$ ) в глинистых отложениях, следовательно, и на градиентах начала поглощений (LOSS). Так прирост напряжений с глинистых перемычек согласно (5) достигает ~60 атм, что существенным образом влияет на распространение и локализа-

цию трещины ГРП. При этом абсолютная величина порового давления ( $P_p$ ) и градиент ГНВП (PPMW) являются неизменными, так как не зависят от VTI анизотропии.

Данный пример служит иллюстрацией того, как анизотропия свойств влияет на напряженно-деформированное состояние горного массива. Для более точного и детального описания напряженно-деформированного состояния рекомендуется воспользоваться соотношениями (3) и (4) с привлечением инженеров в области геомеханического моделирования.

### **Заключение**

В работе представлены результаты проведения лабораторных исследований по влиянию VTI анизотропии на упругие свойства горной породы на образцах керна отобранных с Сортымской, Абалакской и Баженовской свит. Исследования охватывают достаточно большой интервал изменения упругих параметров ( $8 \text{ ГПа} < E_{sv} < 25 \text{ ГПа}$  и  $0,16 < \nu_v < 0,29$ ).

В работе показано, что более эластичные горные породы, которым соответствуют более низкие значения модуля Юнга, величина анизотропии модуля Юнга достигает 2,8 раз. Для более жестких пород величина анизотропии модуля Юнга монотонно уменьшается и стремится к 1 (то есть к изотропной среде). Разница между горизонтальным и вертикальным коэффициентами Пуассона достигает 1,2 раза. Однако, в общем, можно сказать, что вертикальный и горизонтальный коэффициент Пуассона эквивалентны друг другу, то есть  $\nu_v \approx \nu_h$ .

В работе также показано, что VTI анизотропия приводит к увеличению эффективных напряжений в глинистых породах Сортымской свиты (АЧ пласты) в среднем 1.6 раз; Абалакской свиты – 1,7 раз; Баженовской свиты – 2,1 раз. Следовательно, горизонтальные напряжения для VTI среды значительно отличаются от изотропной среды, а модели для изотропных сред, применяемые к анизотропным приводят, к существенным занижениям горизонтальных напряжений в глинистых барьерах и как следствие к некорректному моделированию трещины ГРП, а также к заниженным значениям градиентов начала поглощений и ГРП.

Для уточнения корреляционных зависимостей необходимо проведение дополнительных исследований на образцах керна с более низкими и более высокими значениями упругих параметров горной породы для получения концевых точек.

Представленные результаты, в виде корреляционных зависимостей (3) и (4), предполагается использовать для расчёта напряжённо-деформированного состояния при построении одномерных и трехмерных геомеханических моделей, которые едины для Сортымской, Баженовской и Абалакской свит.

### **Список источников**

1. Thiercelin M. J., Plumb R. A. Core-based prediction of lithologic stress contrasts in East Texas formations // Society of Petroleum Engineers. 1994. No. 9 (4). P. 251–258. <https://doi.org/10.2118/21847-PA>
2. Knorr A. F. The Effect of Rock Properties on Fracture Conductivity in the Eagle Ford and Fayetteville shales. Texas A & M University, 2016. 124 p.
3. Tsuneyama F., Mavko G. Velocity anisotropy estimation for brine-saturated sandstone and shale // The Leading Edge. 2005. No. 24. P. 882–888. <https://doi.org/10.1190/1.2056371>
4. Vernik L., Liu X. Velocity anisotropy in shales // A petrophysical study: Geophysics. 1997. No. 62. P. 521–532. <https://doi.org/10.1190/1.1444162>
5. Higgins S., Goodwin S., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale // Society of Petroleum Engineers. 2008. No. 62. P. 2–10. <https://doi.org/10.2118/115736-MS>
6. Pavlyukov N., Pavlov V., Samoilov M., Prokhorov A., Korolev A., Yagudin R., Kamionko M., Aleksandrov A., and Danil S. TIV-Anisotropy in Geomechanical Modeling for Planning of Hydraulic Fracturing at the Kharampurskoye Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2020. P. 12–21. <https://doi.org/10.2118/202049-MS>
7. Crawford B., Liang Y., Gaillot P., Amalokwu K., Wu X., Valdez R. Determining Static Elastic Anisotropy in Shales from Sidewall Cores: Impact on Stress Prediction and Hydraulic Fracture Modeling // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2020. P. 1–8. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2206>

8. Higgins S., Goodwin S., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic Stress Models Improve Completion Design in the Baxter Shale // *Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2008. P. 2–10. <https://doi.org/10.2118/115736-MS>
9. Close D., Cho D., Horn F., Edmundson H. The sound of sonic: a historical perspective and introduction to acoustic logging // *CSEG Recorder*. 2009. No. 34 (5). P. 34–43. URL: <https://csegrecorder.com/articles/view/the-sound-of-sonic-a-historical-perspective-and-intro-to-acoustic-logging> (accessed: 19. 08. 2024).
10. ГОСТ 21153.0. Породы горные. Отбор проб и общие требования и методам физических испытаний. М.: Издательство стандартов. 1982. С. 3–5.
11. Moore D. E., Lockner D. A. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals // *Journal of Geophysical Research*. 2004. No. 109 (3). P. 1–16. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
12. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core analysis: a best practice guide*. Elsevier. 2015. 829 p.
13. Павлов В. А., Кулешов В. С., Кудымов А. Ю., Якубовский А. С., Субботин М. Д., Пташный А. В., Абзгильдин Р. Р., Максимов Е. В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // *Экспозиция Нефть Газ*. 2021. № 1. С. 11–16. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-11-16>
14. Sone H., Zoback M. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy // *Geophysics*. 2013. Vol. 78. P. 381–392. <https://doi.org/10.1190/geo2013-0050.1>

### References

1. Thiercelin MJ, Plumb RA. Core-based prediction of lithologic stress contrasts in East Texas formations. *Society of Petroleum Engineers*. 1994;9(4):251-258. <https://doi.org/10.2118/21847-PA>
2. Knorr AF. *The Effect of Rock Properties on Fracture Conductivity in the Eagle Ford and Fayetteville shales*. Texas A & M University; 2016. 124 p.
3. Tsuneyama F, Mavko G. Velocity anisotropy estimation for brine-saturated sandstone and shale. *The Leading Edge*. 2005;24:82-888. <https://doi.org/10.1190/1.2056371>

4. Vernik L, and X Liu. Velocity anisotropy in shales. A petrophysical study: Geophysics. 1997;(62):521-532. <https://doi.org/10.1190/1.1444162>
5. Higgins S, Goodwin S, Donald A, Bratton T, Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale. Society of Petroleum Engineers. 2008;(62):2-10. <https://doi.org/10.2118/115736-MS>
6. Pavlyukov N, Pavlov V, Samoilov M, Prokhorov A, Korolev A, Yagudin R, Kamionko M, Aleksandrov A, and Danil S. TIV-Anisotropy in Geomechanical Modeling for Planning of Hydraulic Fracturing at the Kharampurskoye Field. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2020;12-21. <https://doi.org/10.2118/202049-MS>
7. Crawford B, Liang Y, Gaillot P, Amalokwu K, Wu X, Valdez R. Determining Static Elastic Anisotropy in Shales from Sidewall Cores: Impact on Stress Prediction and Hydraulic Fracture Modeling. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2020;1-8. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2206>
8. Higgins S, Goodwin S, Donald A, Bratton T, Tracy G. Anisotropic Stress Models Improve Completion Design in the Baxter Shale. Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008;2-10. <https://doi.org/10.2118/115736-MS>
9. Close D, Cho D, Horn F, Edmundson H. The sound of sonic: a historical perspective and introduction to acoustic logging. CSEG Recorder. 2009;34(5):34-43.
10. GOST 21153.0. Mountain rocks. Sampling and general requirements and methods of physical tests. Moscow: Publishing House of Standards; 1982. P. 3. (In Russ).
11. Moore DE, Lockner DA. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals: Journal of Geophysical Research. 2004;109(3):1-16. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
12. McPhee C, Reed J, Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide: Elsevier, 2015. P. 829.
13. Pavlov VA, Kuleshov VS, Kudymov AYU, Yakubovskiy AS, Subbotin MD, Ptashnyy AV, Abzgildin RR, Maksimov EV. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021;(1):11-16. (In Russ). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-11-16>

14. Sone Hiroki, Zoback Mark. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy. *Geophysics*. 2013;78:381-392. <https://doi.org/10.1190/geo2013-0050.1>

### **Информация об авторах**

**Василий Сергеевич Кулешов** – кандидат физико-математических наук, эксперт отдела геолого-геофизических проектов ООО «РН-Технологии».

**Богдан Николаевич Недомовный** – ведущий специалист отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Алексей Юрьевич Кудымов** – начальник отдела геомеханических исследований горных пород ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Николай Александрович Распутин** – начальник отдела геолого-промысловых работ АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ».

**Наталья Юрьевна Юрьева** – главный специалист отдела геолого-промысловых работ АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ».

**Вклад авторов:** все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации

### **Information about the authors**

**Vasiliy S. Kuleshov** – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Expert of the Department of Geological and Geophysical Projects, LLC RN-Technologies.

**Bogdan N. Nedomovnyi** – Leading Specialist of the Geomechanics Project Development Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Alexey Ju. Kudymov** – Head of Geomechanical Rock Research Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Nikolay A. Rasputin** – Head of the Department of Geological and Field Works, JSC Rospan International.

**Natalia Ju. Yurieva** – Main Specialist of the Department of Geological and Field Works, JSC Rospan International.

**Contribution of the authors:** the authors contributed equally to this article.