

**2. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ**  
**2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)**



Научная статья  
УДК 622.276.031:550.822.3  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

## КОЭФФИЦИЕНТ БИО В ТЕРРИГЕННОМ РАЗРЕЗЕ: МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

**Василий Сергеевич Кулешов<sup>1</sup>,**  
**Виктория Александровна Морева<sup>2\*</sup>,**  
**Михаил Иванович Самойлов<sup>3</sup>,**  
**Алексей Юрьевич Кудымов<sup>4</sup>,**  
**Николай Александрович Распутин<sup>5</sup>**

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

- <sup>1</sup> [kuleshovvs@gmail.com](mailto:kuleshovvs@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0001-7542-0518>  
<sup>2</sup> [vafadeeva@tnnc.rosneft.ru](mailto:vafadeeva@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0000-1078-5743>  
<sup>3</sup> [MI\\_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru](mailto:MI_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0001-9586-0307>  
<sup>4</sup> [aykudymov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aykudymov@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>  
<sup>5</sup> [narasputin@rspn.rosneft.ru](mailto:narasputin@rspn.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>  
\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

В представленной работе описывается понятие коэффициента Био (коэффициента пороупругости) как значимого физического параметра в теории эффективных напряжений, используемой для описания пороупругого состояния горных пород, а также интервал изменения коэффициента Био в зависимости от пористости и особенностей строения матрицы горных пород. Представлен обзор наиболее известных и практически значимых способов определения значений коэффициента пороупругости: методы Уиллиса, Франкута и Абасса, измерений проницаемости пород в зависимости от эффективного напряжения, а также изменения давления обжима в соотношении к изменению порового давления. Указан список распространенных корреляционных зависимостей для оценки коэффициента пороупругости. Продемонстрированы подходы и кратко описаны процедуры специальных лабораторных исследований ядра. Продемонстрированы результаты интерпретации данных и установления взаимосвязей величин для объектов разработки одного из месторождений в Западной Сибири. Определены корреляционные зависимости коэффициента Био по отношению к фильтрационно-емкостным свойствам пласта (ФЕС), акустическим и уп-

ругим свойствам горных пород для продуктивных интервалов пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>. Для определения характерных значений коэффициента Био в отдельных объектах разработки предлагается метод, основанный на построении диаграммы размаха («ящичков с усами»). Представленный материал будет полезен инженерам-геомеханикам в целях уточнения напряжённо-деформированного состояния на схожих по фильтрационно-емкостным и упруго-прочным свойствам горных пород Западной Сибири. Результаты имеют практическую значимость для обеспечения стабильности стволов скважин и моделирования процессов гидравлического разрыва пласта (ГРП).

**Ключевые слова:** лабораторные исследования, коэффициент пороупругости, коэффициент Био, объемное сжатие, керновые исследования, геомеханическое моделирование, корреляционные зависимости

**Для цитирования:** Кулешов В. С., Морева В. А., Самойлов М. И., Кудымов А. Ю., Распутин Н. А. Коэффициент Био в терригенном разрезе: методы исследования и практическая значимость // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 179-204. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

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

Статья поступила в редакцию 02.10.2024;  
одобрена после рецензирования 27.11.2024;  
принята к публикации 13.12.2024;

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

Research article

### **Biot's coefficient in terrigenous section: research methods and practical significance**

**Vasily S. Kuleshov<sup>1</sup>, Victoria A. Moreva<sup>2\*</sup>, Michael I. Samojlov<sup>3</sup>,  
Alexey Ju. Kudymov<sup>4</sup>, Nikolay A. Rasputin<sup>5</sup>**

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

<sup>2, 3, 4</sup> Tyumen Oil Research Center (42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

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

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

<sup>2</sup> [vafadeeva@tnc.rosneft.ru](mailto:vafadeeva@tnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0000-1078-5743>

- <sup>3</sup> MI\_Samoylov2@tnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0001-9586-0307>  
<sup>4</sup> aykudymov@tnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>  
<sup>5</sup> narasputin@rspn.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>  
\* Corresponding author

**Abstract.**

In the presented work the concept of Bio coefficient (poroelasticity coefficient) is described as a significant physical parameter in the theory of effective stresses used to describe the poroelastic state of rocks, as well as the interval of change in the Bio coefficient depending on the porosity and structural features of the rock matrix. An overview of the most well-known and practically significant methods for determining the values of the poroelasticity coefficient is presented: the methods of Willis, Frankut and Abass, measurements of rock permeability depending on effective stress, as well as changes in crimping pressure in relation to changes in pore pressure. A list of common correlation dependencies for estimating the poroelasticity coefficient is given. Approaches are demonstrated and procedures for special laboratory core studies are briefly described. The results of data interpretation and the establishment of correlations of values for the objects of development of one of the fields in Western Siberia are demonstrated. The correlation dependences of the Bio coefficient with respect to the filtration and capacitance properties of the formation (FES), acoustic and elastic properties of rocks for the productive intervals of the formations BU<sub>16</sub>, BU<sub>17</sub>, Ac<sub>3-4</sub>, Ac<sub>5</sub> and Ac<sub>6</sub>. To determine the characteristic values of the Bio coefficient in individual development objects, a method based on the construction of a span diagram is proposed («boxes with moustaches»). The presented material will be useful to geomechanical engineers in order to clarify the stress-strain state on rocks of Western Siberia that are similar in filtration-capacitance and elastic-strength properties. The results are of practical importance for ensuring the stability of boreholes and modeling hydraulic fracturing processes.

**Keywords:**

laboratory studies, poroelasticity coefficient, Biot's coefficient, volumetric compression, core tests, geomechanical modeling, correlation dependencies

**For citation:**

Kuleshov VS, Moreva VA, Samojlov MI, Kudymov JuA, Rasputin NA. Biot's coefficient in terrigenous section: research methods and practical significance. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):179-204. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

**Conflict of interest:**

the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 08.10.2024;  
approved after reviewing 27.11.2024;  
accepted for publication 13.12.2024.

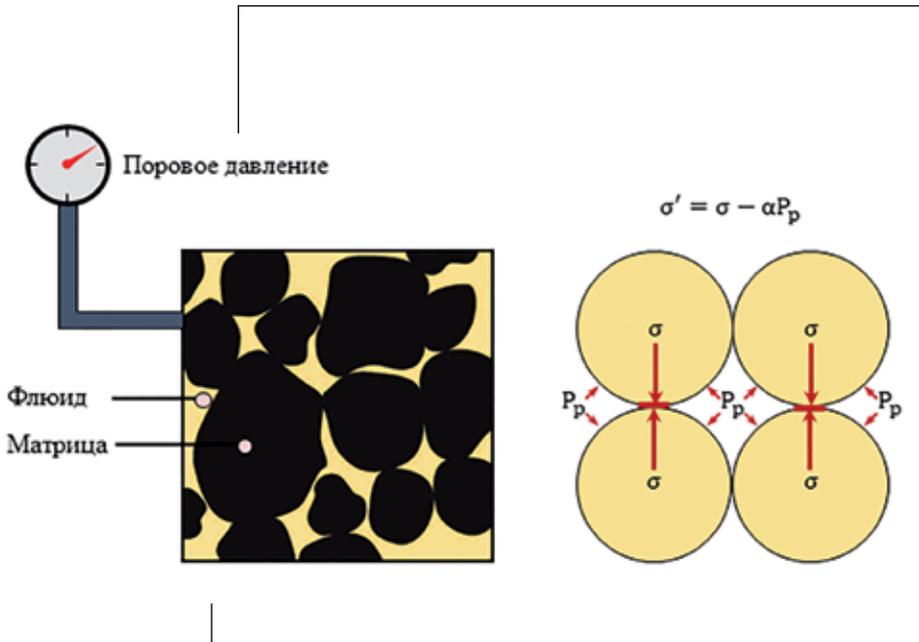
### Введение

Знание достоверных упруго-прочностных свойств горной породы в первую очередь необходимо для расчета напряженного-деформированного состояния, что в свою очередь является ключевым для успешного бурения, заканчивания скважин и проведения геолого-технических мероприятий (в частности, проведение гидравлического разрыва пласта) [1, 2]. Обеспечение стабильности ствола скважины и моделирование ГРП напрямую связаны с пониманием не только упруго-прочностных свойств, но и пороупругих свойств горных пород [3]. Основным способом описания пороупругого поведения горной породы является теория эффективных напряжений, где одним из параметров является коэффициент пороупругости или коэффициент Био, который показывает «эффективность» давления, создаваемого флюидом в поровом пространстве, противодействовать общему (полному) напряжению, действующему на скелет горной породы [4].

На напряженно-деформированное состояние пористой среды влияет не только твердая, но и жидкая фаза, которая заполняет пустотное пространство (рис. 1). То есть напряжения в пористых средах частично передаются за счет жидкой фазы и частично за счет твердой. Терзаги [5] первым показал, что деформация полностью насыщенной флюидом пористой среды с заданным поровым давлением ( $P_p$ ) определяется эффективными напряжениями ( $\sigma'$ ). Значения эффективных напряжений, действующих на скелет горной породы, с учетом коэффициента пороупругости ( $\alpha$ ) можно представить в виде [6]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (1)$$

То есть внешние нагрузки в пористой среде уравновешиваются не только матрицей породы, но и содержащейся в поровом пространстве жидкостью. Напряжения, обусловленные давлением порового флюида, не вызывают сдвиговых деформаций и равномерно передаются во всех направлениях среды. Из соотношения (1) следует, что увеличение порового давления снижает нагрузку на матрицу.



**Рис. 1. Схематическое представление пористых тел, заполненных флюидов.**

Fig. 1. Schematic representation of porous bodies filled with fluids.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Коэффициент Био изменяется в пределах  $0 \leq \alpha \leq 1$  и зависит от структуры порового пространства, а также от строения самой матрицы горной породы и определяется на основе проведения лабораторных исследований. При этом для пород с достаточно низким значением пористости  $\phi$  значение коэффициента Био стремится к нулю и, наоборот, для пористых слабоконсолидированных сред значение коэффициента Био стремится к единице.

Следует отметить, что вопросами изучения коэффициента Био в последние годы озадачены не только зарубежные исследователи, но также и ученые из Российской Федерации [7, 8, 9], что свидетельствует о растущем интересе к данной тематике, как на международном, так и на национальном уровне.

Целью данной работы является установление зависимостей коэффициента Био с фильтрационно-емкостными свойствами, акустическими и упругими свойствами пород пласта, путем проведения лабораторных исследований керна, отобранного из продуктивных интервалов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub> одного из месторождений западной Сибири.

### Материалы и методы исследований

Методы определения коэффициента Био. На текущий момент времени существует ряд методов, позволяющих выполнить измерения коэффициента Био. Наиболее распространенным методом является способ, предложенный Био и Уиллисом [10]. Согласно предложенной методики эксперимент проводится в два этапа: определение сжимаемости зерен и определение общей сжимаемости образца керна. Следует отметить, что на практике зачастую используют обратные величины – модули объемного сжатия зерен и образца

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (2)$$

где  $K_b = 1/\beta$  – модуль объемного сжатия образца;

$K_s = 1/\beta_s$  – модуль объемного сжатия зерен;

$\beta$  – общая сжимаемость образца;

$\beta_s$  – сжимаемость отдельного зерна.

Коэффициент Био можно определить с помощью одноэтапного метода, предложенного Франкутом и Абассом [11]. При таком подходе замеряется объем жидкости, который вытесняется из образца керна при создании на него внешней нагрузки, а отношение вытесненного объема жидкости к изменению общего объема образца определяет коэффициент Био:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta V_p}{\Delta V} \quad (3)$$

где  $\Delta V_p$  – вытесненный объем флюида из образца керна;

$\Delta V$  – изменение общего объема образца.

Кроме того, путем анализа изменения проницаемости горных пород в зависимости от эффективного напряжения можно определить коэффициент Био согласно [12]:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta k_p}{\Delta k_c} \quad (4)$$

где  $\Delta k_p$  – изменение проницаемости из-за изменения порового давления при постоянном давлении обжима;  
 $\Delta k_c$  – изменение проницаемости вследствие изменения давления обжима при постоянном поровом давлении.

В работе [13] предложен еще один способ измерения коэффициента Био. Авторами установлено: когда значение объемной деформация снижается вследствие увеличения порового давления, требуется большее давление обжима для того, чтобы вернуть объемную деформацию к начальному значению. Таким образом, коэффициент Био можно вычислить за счет отношения изменения давления обжима ( $\Delta P_c$ ) к изменению порового давления ( $\Delta P_p$ ).

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} \quad (5)$$

Соотношения (2)–(5) описывают способы вычисления коэффициента Био по результатам лабораторных исследований. Наиболее известные корреляционные зависимости для коэффициента Био ( $\alpha$ ) представлены в таблице 1, в которой введены следующие обозначения:

- $\phi$  [д.е.] – пористость;
- $k$  [мД] – проницаемость;
- $V_p$  [м/с] – продольная скорость.

Методика проведения лабораторных исследований. Эксперименты проводились на специализированном оборудовании для исследования прочностных и упругих свойств керна. В общем виде установка представляет собой камеру прочности со

Таблица 1. НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРОУПРУГОСТИ  
Table 1. The most common correlation dependencies for the poroelastic coefficient

Название	Формула
Ванг [2]	$\alpha = 1 - 0,423 \cdot e^{-3,8\varphi}$
Кашников [7]	$\alpha = 1,011 - 1,086 \cdot 10^{-12} \cdot V_p^{3,118}$
Криф [14]	$\alpha = 1 - (1 - \varphi)^{\frac{3}{1-\varphi}}$
Лорент [15]	$\alpha = 1,75 - \varphi^{0,51}$
Ли [16]	$\alpha = 0,985 - \frac{68,74}{1 + \exp\left(\frac{\varphi + 0,406}{0,094}\right)}$
Климентос [17]	$\alpha = 0,045 \cdot \ln k + 0,70$

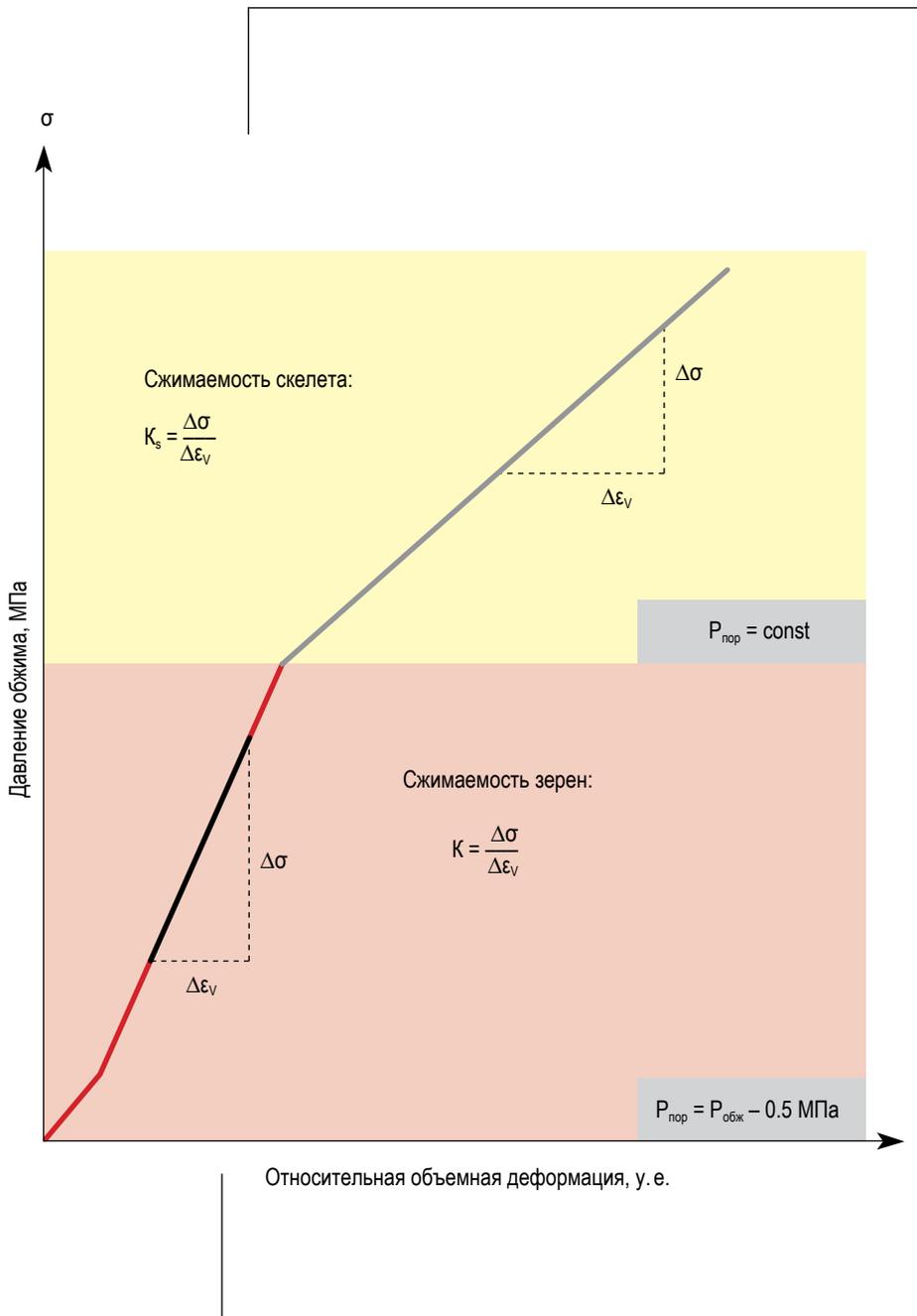
Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

встроенной системой осевого нагружения с гидравлическим приводом. Напряжение обжима на образцах создается и поддерживается с помощью камеры псевдотрехосного сжатия и системы насосов. Дополнительно установка оснащена различными системами: создания порового давления, системой терморегулирования, системой измерений деформаций, системой измерений скоростей упругих волн.

Для испытаний использовались стандартные образцы для проведения псевдотрехосного сжатия, изготовленные из керна перпендикулярно напластованию диаметром 30 мм и с соотношением длины к диаметру, близкому к 2.0 согласно ГОСТ 21153.0-75.

Все эксперименты проводились на неэкстрагированных образцах с последующим донасыщением рабочей жидкостью (керосин) в условиях, приближенных к пластовым (термобарические условия) [18].



**Рис. 2. Проведение лабораторных исследований по определению коэффициента Био [19].**

Table 2. Conducting laboratory studies to determine the Bio coefficient [19].

Источник: составлено по данным [19].

Source: compiled according to data [19].

Эксперимент проводится в 2 основных этапа: определение сжимаемости зерен и определение общей сжимаемости образца. Иногда используют обратные величины – модули объемного сжатия зерен и образца (рис. 2).

Приложение изостатического давления обжима и порового давления к образцам в условиях одинаковой контролируемой интенсивности нагружения является основным лабораторным методом измерения сжимаемости зерен. При повышении общего напряжения, если эффективное напряжение сохраняется постоянным с разностью 14 бар между изостатическим давлением обжима и поровым давлением, любая измеренная во время этой процедуры нагружения деформация образца связана только с деформацией зерен [20].

Таким образом, первый этап теста происходит за счет постепенного увеличения давления обжима и порового давления с помощью насоса подачи обжимного давления и насоса подачи порового флюида до необходимой величины порового давления с постоянной разницей между обжимным и поровым давлением в 0,5 МПа. Осуществляется непрерывная запись осевых и радиальных деформаций образца. При этом необходимо контролировать скорость подъема обжимного давления таким образом, чтобы давление на выходе из образца равнялось давлению на входе в образец в любой момент времени. Допускается также поэтапный подъем давления, но при этом каждый этап подъема давления должен оканчиваться стабилизацией значений на датчиках деформации.

Далее выполняется еще один этап нагружки, при котором поровое давление поддерживается на постоянном уровне, а давление обжима увеличивается до изостатического давления ( $\sigma_{iso}$ ) с постоянной скоростью. Изостатическое давление определяется как среднее значение между тремя главными напряжениями:

$$\sigma = \frac{\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h}{3}$$

где  $\sigma_v$  – вертикальное напряжение;  
 $\sigma_h$  – минимальное горизонтальное напряжение;  
 $\sigma_H$  – максимальное горизонтальное напряжение.

При проведении лабораторных исследований происходит непрерывная запись деформаций образца, а поровое давление не изменяется. На данном этапе можно определить общую сжимаемость. Далее по результатам измерений деформаций образца рассчитывается коэффициент Био согласно методике Био и Уиллисана (2).

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

Лабораторные исследования выполнены на образцах керна, отобранных с продуктивных интервалов пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, АЧ<sub>3-4</sub>, АЧ<sub>5</sub> и АЧ<sub>6</sub> рассматриваемого месторождения Западной Сибири. Литологически образцы керна представлены песчаниками с мелко-тонкозернистой структурой и глинисто-карбонатным цементом.

Геолого-физические характеристики пластов представлены в таблице 2. Из таблицы видно широкий охват лабораторных исследований с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств. Пласты характеризуются достаточно низкими значениями пористости и проницаемости. При этом для пластов группы АЧ характерно аномально-высокое пластовое давление (АВПД), величина которого достигает  $K_{ан} = 1,72$ . В таблице 2 дополнительно указаны характерные значения порового давления, вертикального и минимального горизонтального напряжений, полученные в результате одномерного геомеханического моделирования с калибровкой модели на фактические данные гидравлического разрыва пласта (ГРП) и бурения скважин.

В результате проведения лабораторных исследований построены корреляционные зависимости коэффициента Био (табл. 3).

Установлено, что для терригенных отложений Западной Сибири изменение пористости в диапазоне  $2\% \leq \varphi \leq 18\%$  или  $3500 \text{ м/с} < V_p < 5500 \text{ м/с}$  приводит к изменению коэффициента Био в диапазоне  $0,83 \leq \alpha \leq 0,97$ .

Построение корреляционных зависимостей для каждого из объектов разработки на текущий момент не целесообразно ввиду недостаточной выборки образцов и, как следствие, нерепрезентативной выборки данных для построения отдельных корреляций.

Таблица 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМЫХ ПЛАСТОВ  
Table 2. Geological and physical characteristics of the studied formations

Пласт	Глубина, АО	Пористость	Проницаемость	Температура	Pp	$\sigma_v$	$\sigma_h$
	м	%	мД	°С	атм	атм	атм
БУ <sub>16(1-4)</sub>	3293.9	11.5	4.1	94	333	763	446
БУ <sub>16(2)</sub>	3336.5	9.7	0.3	98	357	773	458
БУ <sub>17(1-1)</sub>	3317.6	10.4	0.6	98	365	769	505
БУ <sub>17(1-2)</sub>	3367	13.3	1.5	98	370	780	512
Ач <sub>3-4</sub>	3530.7	16.9	1.9	107	519	821	568
Ач <sub>5(2-3)</sub>	3572.4	15.8	0.7	108	575	834	630
Ач <sub>6(0-2)</sub>	3686.6	13.3	0.2	113	607	860	650
Ач <sub>6(1-0)</sub>	3712.6	14.5	0.19	113	611	866	655

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by authors.

Таблица 3. КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА БИО  
Table 3. Correlation dependencies of Biot's coefficient

Аргумент	Формула корреляции	R <sup>2</sup>	График
Пористость (φ, д.е.)	$\alpha = 1.0615 \varphi^{0.0655}$	80 %	Рис. 3
Скорость пробега продольной волны (V <sub>p</sub> , м/с)	$\alpha = 1 - 0.0025 e^{0.0008 V_p}$	71 %	Рис. 4
Статический модуль Юнга (E <sub>stat</sub> , ГПа)	$\alpha = 1 - 0.0224 e^{0.0573 E_{stat}}$	76 %	Рис. 5

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

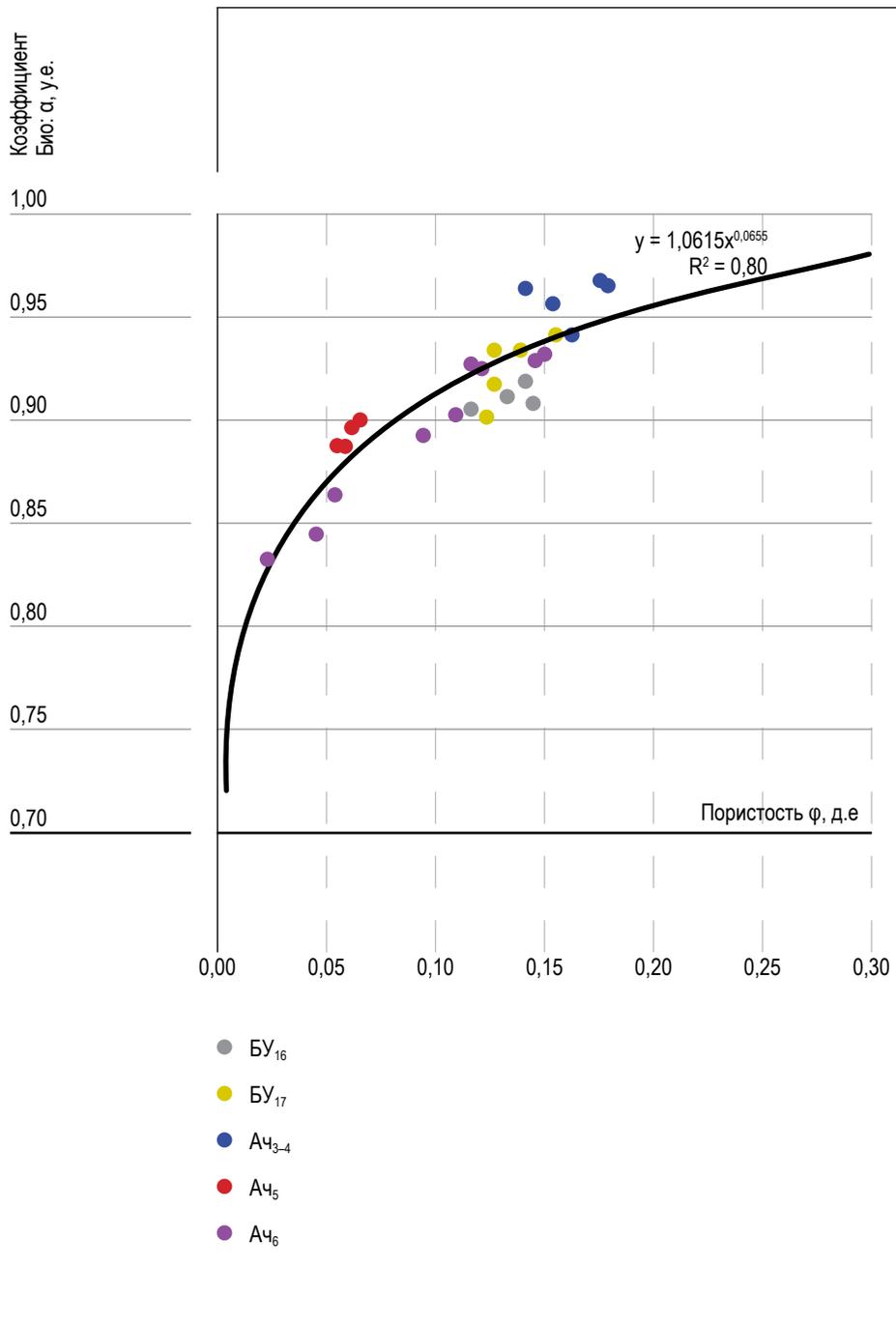


Рис. 3.

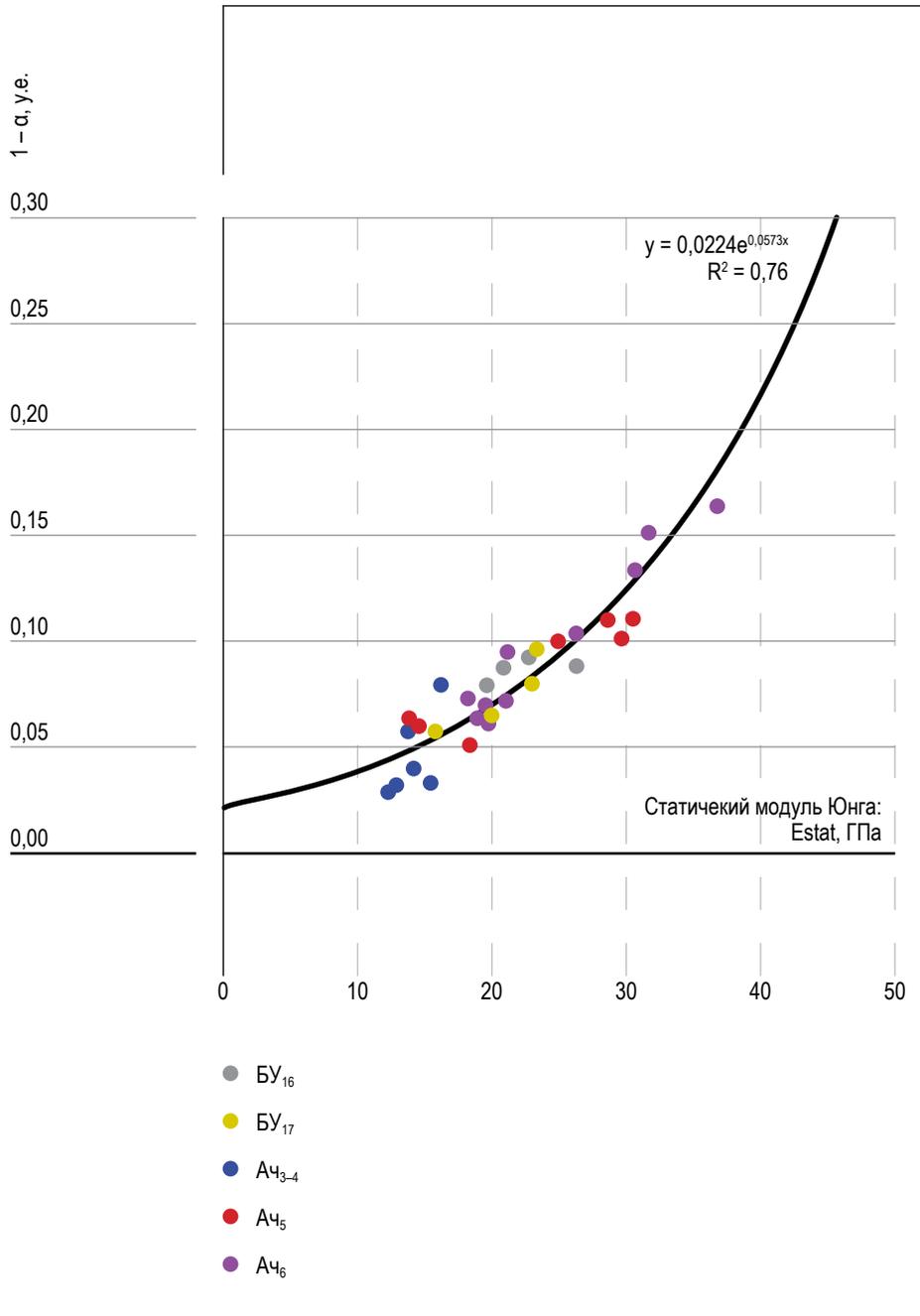
**Зависимость коэффициента Био от пористости.**

Fig. 3. The dependence of Biot's coefficient on porosity.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



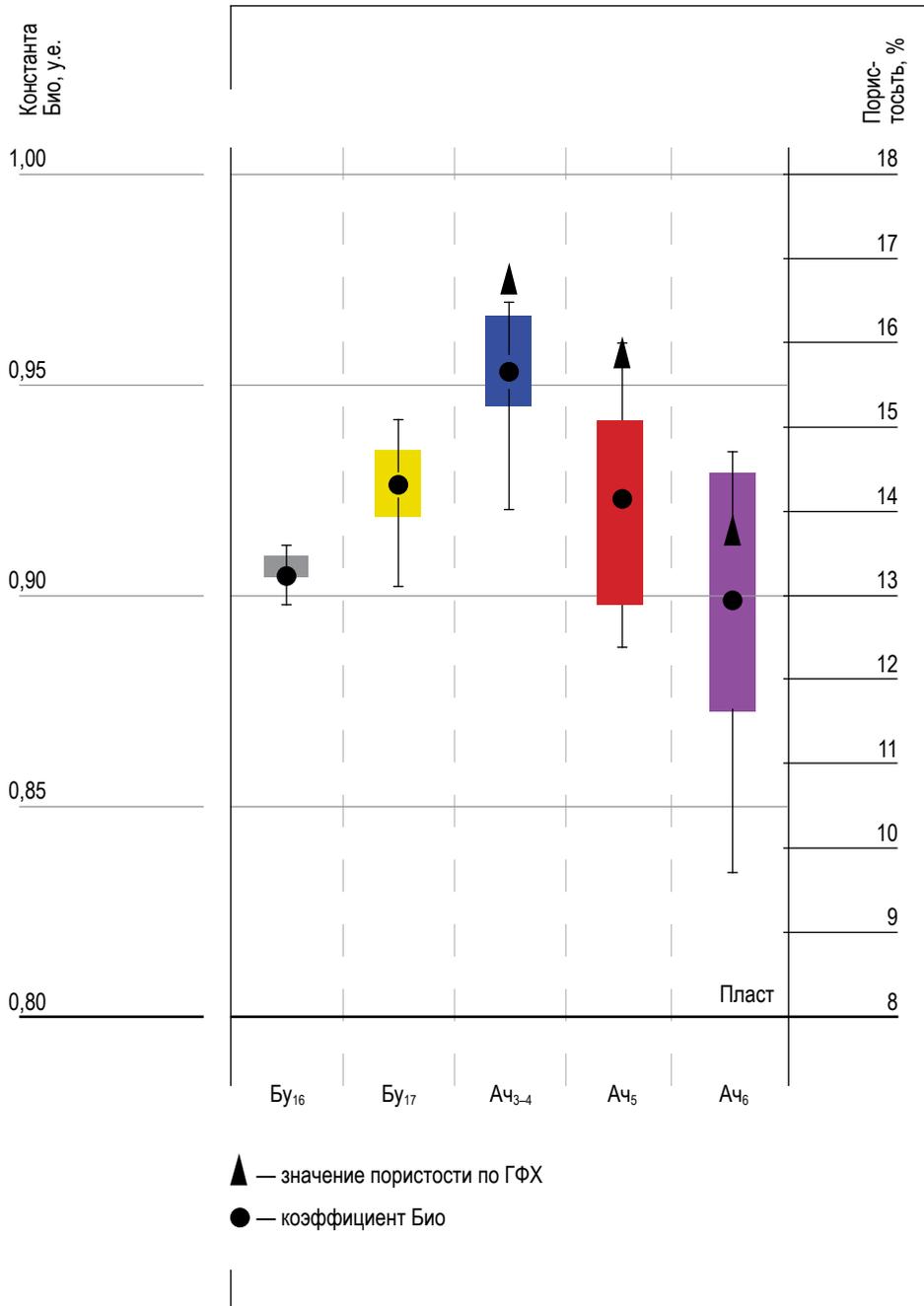


**Рис. 5. Зависимость коэффициента Био от статического модуля Юнга.**

Fig. 5. The dependence of Biot's coefficient on the static Young's modulus.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 6. Статистический анализ данных коэффициента Био по пластам.**

Fig. 6. Statistical analysis of Biot's coefficient data by strata formations.

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

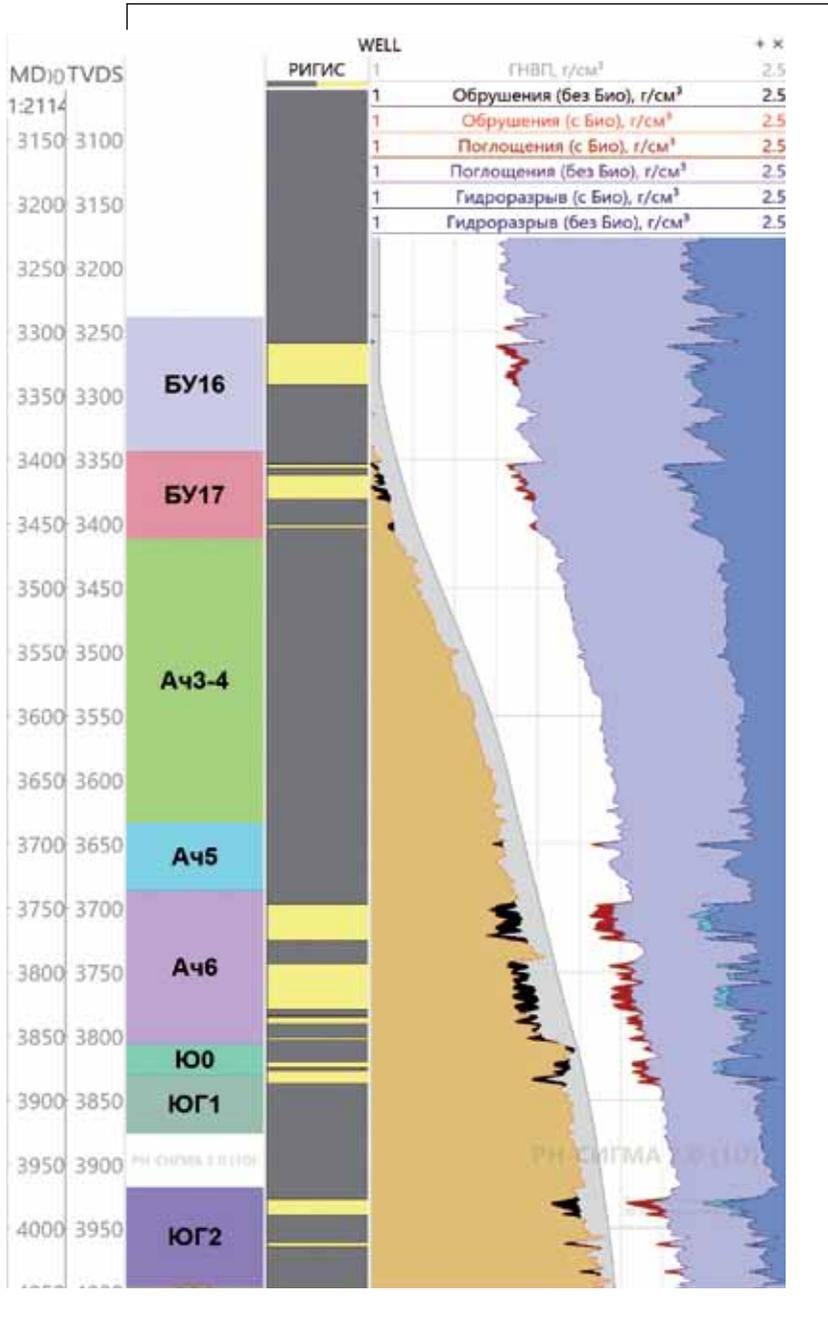
При этом из рисунков видно, что результаты лабораторных исследований описываются едиными трендами для всех представленных пластов.

В качестве способа определения характерных значений коэффициента Био внутри пластов (рис. 6) выбран метод, основанный на построении диаграммы размаха или «ящик с усами» (Box and Whisker Plot или Box Plot). Прямые линии, исходящие из ящика, называются «усами» и используются для обозначения степени разброса (дисперсии) за пределами верхнего и нижнего квартилей. Данный способ является удобным методом визуального представления набора числовых данных в статистике. Из рисунка видно, что ящик с усами более компактный, и по нему легко можно оценить медианы, квантили, дисперсию и асимметрию данных, а также определить аномальные отклонения значений. Асимметрию данных можно увидеть не только по медиане, смещённой к какому-либо концу ящика, но и по разной длине отрезков, выходящих из ящика.

Из рисунка видно, что характерные значения коэффициента Био коррелируют со значениями пористости по данным ГФХ, которые обозначены треугольниками на рисунке. То есть чем выше значение пористости, тем выше значение коэффициента Био.

В результате статистического анализа данных получены характерные значения коэффициента Био для пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>, которые могут быть использованы для предварительной оценки градиентов начала поглощений и ГРП. При этом для более точного и детального описания напряженно-деформированного состояния горной породы рекомендуется воспользоваться функциональными соотношениями с привлечением инженеров в области геомеханического моделирования.

В качестве примера рассмотрим влияние коэффициента Био на напряженно-деформированное состояние горной породы на опорной скважине. Для этого выполнен расчет устойчивости ствола скважины с постоянным значением коэффициента Био равным 1 и рассчитанного согласно установленной в результате проведения лабораторных исследований корреляционной зависимости как функции от пористости (рис. 3). Моделирование выполнено в симуля-



**Рис. 7. Влияние коэффициента Био на расчет устойчивости стенок скважины.**

Fig. 7. The effect of Biot's coefficient on the calculation of the stability of the well walls

Источник: составлено авторами.

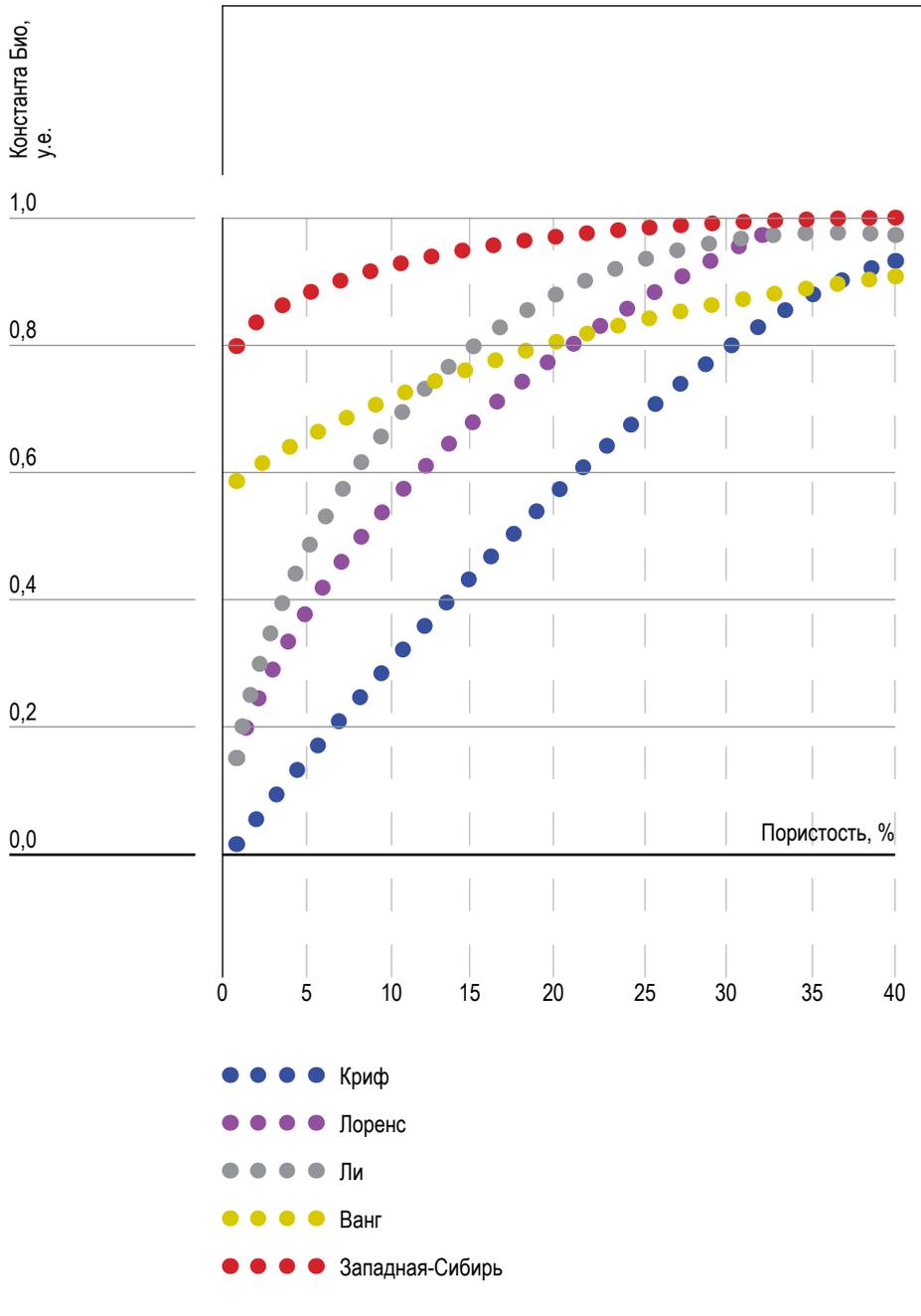
Source: compiled by the authors.

торе «РН-СИГМА», предназначенного для решения как 1D, так и 3D/4D задач геомеханического моделирования и анализа устойчивости ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин [21, 22]. Результатом моделирования вдоль опорной скважины является расчет «безопасного окна» бурения, который включает: градиент обрушений, градиент ГНВП, градиент начала поглощений и градиент ГРП (рис. 7)

Из рисунка видно, что учет коэффициента Био оказывает влияние на градиент обрушений (черная заливка), градиент начала поглощений (бардовая заливка) и градиент ГРП (бирюзовая заливка). Отклонения для градиента обрушений достигают  $0,10 \text{ г/см}^3$ , для градиента начала поглощений –  $0,09 \text{ г/см}^3$ , для градиента ГРП –  $0,07 \text{ г/см}^3$ . Более того, применение коэффициента Био, позволяет более точно прогнозировать изменение градиента обрушений, градиента начала поглощений и градиента ГРП в выработанных зонах, то есть в зонах с пониженным пластовым давлением.

Аналогичным образом коэффициент Био влияет на точность построения планшетов ГРП и как следствие на профиль трещины ГРП, что особенно критично в условиях близкого расположения продуктивных зон, прорыв трещины в которые нежелателен. Или, наоборот – при необходимости наиболее полного охвата высотой трещины всей мощности продуктивного горизонта с высоким коэффициентом расчленённости.

Таким образом, для успешного прогнозирования стабильности ствола скважины в сложных геологических условиях первым делом необходимо корректно рассчитать горизонтальные напряжения, а для этого необходимо определить все замыкающие соотношения в математических моделях для целей геомеханического моделирования, в том числе коэффициент Био. При этом использование замыкающих соотношений с открытых источников не всегда может приносить должный результат (рис. 8).



**Рис. 8. Зависимость Коэффициента Био от пористости согласно таблице 1 и результатов тестирования керн.**

Fig. 8. The dependence of Biot's coefficient on porosity according to Table 1 and the results of core testing.

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

### Заключение

На основе проведения лабораторных исследований терригенных отложений пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub> одного из месторождений Западной Сибири получены корреляционные зависимости с достаточно высоким коэффициентом детерминации для коэффициента Био в интервале коллектора в зависимости от пористости, скорости распространения продольной волны, и статического модуля Юнга. Лабораторные исследования охватывают интервал изменения параметров:  $2\% \leq \phi \leq 18\%$ ; и  $3500 \text{ м/с} < V_p < 5500 \text{ м/с}$ ;  $12 \text{ ГПа} < E_{st} < 37 \text{ ГПа}$ .

Показано, что для терригенных отложений Западной Сибири, изменение пористости в диапазоне  $2\% \leq \phi \leq 18\%$  приводит к изменению коэффициента Био в диапазоне  $0,83 \leq \alpha \leq 0,97$ . В результате статистического анализа данных получены характерные значения коэффициента Био для пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>, которые могут быть использованы для предварительной оценки градиентов начала поглощений и ГРП. При этом для более точного и детального описания напряженно-деформированного состояния горной породы рекомендуется воспользоваться функциональными соотношениями с привлечением инженеров в области геомеханического моделирования.

В результате моделирования установлено, что функциональная зависимость коэффициента Био в зонах АВПД приводит к уменьшению градиента обрушений на  $0,10 \text{ г/см}^3$ , градиента начала поглощений –  $0,09 \text{ г/см}^3$ , градиента ГРП –  $0,07 \text{ г/см}^3$ .

Представленные корреляционные зависимости рекомендуется учитывать при построении геомеханических моделей терригенных коллекторов для более корректного расчёта напряженно-деформированного состояния горных пород. Применение указанных корреляционных зависимостей позволит более точно спрогнозировать градиент начала поглощений, что особенно критично для зон с аномальным пластовым давлением при решении задач бурения. Также способствует уточнению геомеханических свойств при проектировании процессов гидроразрыва и, как следствие, более достоверному моделированию геометрии трещин ГРП.

**Список источников**

1. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks // Society of Petroleum Engineers. 1957. SPE-728-G.
2. Wang H. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology // Princeton University Press: Princeton. 2000.
3. Biot M. A. Theory of stress-strain relations in anisotropic viscoelasticity and relaxation phenomena // Journal of Applied Physics. 1954. P. 1385–1391.
4. Addis M. A., Last N. C. and Yassir N. A. Estimation of horizontal stresses at depth in faulted regions and their relationship to pore pressure variations // SPE Formation Evaluation. 1996. No. 11. P. 11–18.
5. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. John Wiley & Sons, Inc.: New York, 1943. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470172766>
6. Biot, M.A. General Theory of Three Dimensional Consolidation // Journal of Applied Physics. 1941. No. 12. P. 155–164.
7. Kukhtinskiy A. E., Shustov D. V., Efimov A. A., Kashnikov Yu. A., Ashikhmin S. G. Determination of the Biot coefficient of limestones from Perm Krai, Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021.
8. Чурков А. В., Рогозин А. А., Яценко В. М., Демахин А. С., Каменюка А. И. Методика расчета коэффициента пороупругости применительно к объектам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 10–13. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-10-13>
9. Чурков А. В., Рогозин А. А., Яценко В. М., Докучаев Д. А. и др. Оценка коэффициента пороупругости применительно к терригенным породам // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 17–19. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-17-19>
10. Biot M. A., Willis D. G. The elastic coefficients of the theory of consolidation // Journal of Applied Mechanics. 1957. No. 24. P. 594–601.
11. Franquet J. A., Abass H. H. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter: Three different methods // The 37th

- U.S. Symposium on Rock Mechanics. American Rock Mechanics Association. 1999. ARMA-99-0349.
12. Qiao L. P., Wong R. C. K., Aguilera R., Kantzas A. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012. No. 51. SPE-150820-PA.
  13. He J., Rui Z., Ling K. A. New method to determine Biot's coefficients of Bakken samples // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Part A. P. 259–264.
  14. Krief M., Garat J., Stellingwerff J., Ventre J. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic) // *Log Analyst*. 1990. No. 31. P. 355–369.
  15. Laurent J., Bouteca M. J., Sarda J. P., Bary D. Pore-pressure influence in the poroelastic behavior of rocks: experimental studies and results // *SPE Form Eval*. 1993. No. 8 (2). P. 117–122.
  16. Lee M. Biot–Gassmann theory for velocities of gas hydrate-bearing sediments. *Geophysics*. 2002.
  17. Klimentos T., Mc Cann C. Why is the Biot slow compressional wave not observed in real rocks // *Geophysics*. 1988. Vol. 53. P. 1605–1609.
  18. 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. Vol. 109. B03401. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
  19. Субботин М. Д., Павлов В. А., Королев Д. О. и др. Специализированные лабораторные исследования керн для решения задач бурения, ГРП и разработки нефтегазовых месторождений // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2020. № 10. С. 84–92.
  20. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 912 с.
  21. Давлетова А. Р., Киреев В. В., Кнутова С. Р., Пестриков А. В., Федоров А. И. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 6. С. 88–92.
  22. Ардисламова Д. Р., Давлетова А. Р., Закирзянов Ш. И., Пестриков А. В., Судеев И. В., Федоров А. И., Шамсутдинова

Е. Р., Хахимов А. А., Абушаев Р. Н. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 38–43.

## References

1. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. Society of Petroleum Engineers. 1957. SPE-728-G.
2. Wang H. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton University Press: Princeton; 2000.
3. Biot MA. Theory of stress-strain relations in anisotropic viscoelasticity and relaxation phenomena. Journal of Applied Physics. 1954;1385-1391.
4. Addis MA, Last NC, Yassir NA. Estimation of horizontal stresses at depth in faulted regions and their relationship to pore pressure variations. SPE Formation Evaluation. 1996;(11):11-18.
5. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. John Wiley & Sons, Inc.: New York; 1943. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470172766>.
6. Biot MA. General Theory of Three Dimensional Consolidation. Journal of Applied Physics. 1941;(12):155-164.
7. Kukhtinskiy AE, Shustov DV, Efimov AA, Kashnikov YuA, Ashikhmin SG. Determination of the Biot coefficient of limestones from Perm Krai, Russia. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; 2021.
8. Churkov AV, Rogozin AA, Yatsenko VM, Demakhin AS, Kamenyuka AI. The method of calculating the poroelasticity coefficient in relation to the objects of the West Siberian oil and gas province. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2022;(10):10-13. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-10-13>
9. Churkov AV, Rogozin AA, Yatsenko VM, Dokuchaev DA et al. Estimation of the poroelasticity coefficient for terrigenous rocks. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2023;11:17-19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-17-19>

10. Biot MA, and Willis DG. The elastic coefficients of the theory of consolidation. *Journal of Applied Mechanics*. 1957;(24):594-601.
11. Franquet JA and Abass HH. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter: Three different methods. *The 37th U.S. Symposium on Rock Mechanics*. American Rock Mechanics Association; 1999. ARMA-99-0349.
12. Qiao LP, Wong RCK, Aguilera R, and Kantzas A. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012;(51). SPE-150820-PA.
13. He J, Rui Z, and Ling KA. New method to determine Biot's coefficients of Bakken samples. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Part A. P. 259-264.
14. Krief M, Garat J, Stellingwerff J, Ventre J. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic). *Log Analyst*. 1990;(31):355-369.
15. Laurent J, Bouteca MJ, Sarda JP, Bary D. Pore-pressure influence in the poroelastic behavior of rocks: experimental studies and results. *SPE Form Eval*. 1993;8(2):117-122.
16. Lee M. Biot-Gassmann theory for velocities of gas hydrate-bearing sediments. *Geophysics*; 2002.
17. Klimentos T, Mc Cann C. Why is the Biot slow compressional wave not observed in real rocks. *Geophysics*. 1988;53:1605-1609.
18. Moore DE, Lockner DA. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals. *Journal of Geophysical Research*. 2004;109:B03401. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
19. Subbotin MD, Pavlov VA, Korolev DO, Yakubovsky AS et. al. Specialized laboratory core studies for solving the problems of drilling, hydraulic fracturing of a formation and development of oil and gas fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;(10):84-92. (In Russ.).
20. McPhee K, Reed J, Zubizaretta I. *Laboratory core research: a guide to best practices*. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research; 2018. 912 p. (In Russ.).
21. Davletova AR, Kireev VV, Knutova SR, Pestrikov AV, Fedorov AI. Development of corporate geomechanics simulator for wellbore stability modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2018;(6):88-92. (In Russ.).

22. Ardislamova DR, Davletova AR, Zakirzyanov ShI, Pestrikov AV, Sudeev IV, Fedorov AI, Shamsutdinova ER, Khakimov AA, Abushaev RN. Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA. The Oil and Gas exposition. 2023;(3):38-43. (In Russ.).

### **Информация об авторах**

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

**Виктория Александровна Морева** – главный специалист отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Михаил Иванович Самойлов** – старший эксперт экспертного отдела 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».

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

### **Information about the authors**

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

**Victoria A. Moreva** – Head Specialist of the Geomechanics Project Development Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Michael I. Samojlov** – Chief Expert of the Expert 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.

**Contribution**

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