



ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ АНАЛИЗА АНИЗОТРОПИИ УПРУГИХ СВОЙСТВ В МАСШТАБАХ СЕЙСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК

М.К. САВОЙСКАЯ*, И.О. БАЮК

*ФГБУН «Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук»
10, стр. 1, ул. Б. Грузинская, г. Москва 123242, Россия*

АННОТАЦИЯ

Введение. Пласты, сложенные тонкими слоями с разными упругими свойствами, обладают анизотропией упругих свойств. Для изучения анизотропных сред применяются специальные системы расстановок сейсмических приборов, требующие больших вложений финансов и времени. Однако пренебрежение выраженной анизотропией приводит к неверной интерпретации данных. Оценка степени анизотропии тонкослоистого пласта позволяет определить, возможно ли пренебречь анизотропией, условно считая пласт изотропным.

Цель. Оценка анизотропии карбонатных пород в масштабах сейсмических съемок на основе данных геофизических исследований скважин на основе петроупругого моделирования.

Материалы и методы. На основе методов Берримана и Бейкуса были созданы модели карбонатных пород с различными характеристиками порового пространства. Затем для этих моделей был проведен анализ степени анизотропии по параметрам Томсена. Для сравнения с реальными данными использовались данные акустического и плотностного каротажа скважины, расположенной на территории Западной Сибири.

Результаты. В ходе исследования была найдена числовая характеристика, анализ которой помогает определить значимость анизотропии до применения метода Бейкуса, что значительно уменьшает количество необходимых вычислительных процессов.

Заключение. Полученный параметр степени неоднородности породы хорошо коррелирует с параметрами Томсена, отвечающими за анизотропию, что говорит о возможности его применения для экспресс-оценки анизотропии пластов.

Ключевые слова: петроупругое моделирование, анизотропия, карбонатные породы, Западная Сибирь, геофизические исследования скважин, сейсморазведка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена в рамках Государственного задания ИФЗ РАН.

Для цитирования: Савойская М.К., Баюк И.О. Петроупругое моделирование как способ анализа анизотропии упругих свойств в масштабах сейсмических съемок. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022;64(2):18—23. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-2-18-23>

Статья поступила в редакцию 19.11.2021

Принята к публикации 05.09.2022

Опубликована 15.09.2022

* Автор, ответственный за переписку

PETROELASTIC SIMULATION AS A METHOD FOR ANALYSING THE ANISOTROPY OF ELASTIC PROPERTIES ON THE SCALE OF SEISMIC SURVEYS

MARINA K. SAVOYSKAYA*, IRINA O. BAYUK

Schmidt Institute of Physics of the Earth (IPE) of RAS
10, bld. 1, B. Gruzinskaya str., Moscow 123242, Russia

ABSTRACT

Introduction. Reservoirs composed of thin layers with different elastic properties exhibit the anisotropy of elastic properties. Anisotropic environments are studied using special seismic positioning systems that require large financial and time resources. However, neglecting pronounced anisotropy leads to misinterpretation of the data. Evaluation of the degree of anisotropy of a thin-layer stratum allows researchers to determine whether anisotropy could be neglected by conditionally considering the stratum to be isotropic.

Aim. To estimate the anisotropy of carbonate rocks on the scale of seismic surveys based on the data of geophysical well logging and petroelastic simulation.

Materials and methods. Models of carbonate rocks with different characteristics of pore space were created based on the Berryman and Backus methods. For these models, an analysis of the degree of anisotropy by Thomsen parameters was carried out. Acoustic and density logging data of a well located in Western Siberia were used for comparison with actual data.

Results. A numerical characteristic was found, the analysis of which helped to determine the significance of anisotropy before the application of the Backus method thus significantly reducing the number of necessary computational processes.

Conclusion. The obtained parameter of the degree of rock heterogeneity correlates well with Thomsen parameters responsible for anisotropy, which indicates the possibility of its use for assessing the anisotropy of strata.

Keywords: petroelastic simulation, anisotropy, carbonate rocks, Western Siberia, geophysical well logging, seismic survey

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: the research was carried out according to the State assignment of the IPE of RAS.

For citation: Savoyskaya M.K., Bayuk I.O. Petroelastic simulation as a method for analysing the anisotropy of elastic properties on the scale of seismic surveys. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(2):18—23. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-2-18-23>

Manuscript received 19 November 2021

Accepted 5 September 2022

Published 15 September 2022

* Corresponding author

Первым этапом исследования было построение петроупругих моделей карбонатных слоев. Двухкомпонентные модели состояли из минеральной матрицы и пустот различной формы. В качестве минеральной матрицы был взят поликристалл кальцита, а пустоты поочередно заполнялись газом (метаном), нефтью, водой и тяжелой нефтью. Для каждой модели слоя предполагается наличие

одного типа пустот. Для оценки эффективных упругих свойств слоев по свойствам компонент и форме пустот использовался метод Берримана [5] теории эффективных сред как наиболее универсальный и простой в реализации. Согласно методу самосогласования Берримана упругие модули среды, состоящей из N типов включений, зависят от формы включений и упругих свойств матрицы

и включений. Обычно в методе самосогласования эффективные модули упругости определяют методом итераций. Решение с приемлемой точностью (первые проценты) обычно получается за 3—5 итераций [2].

Следующим этапом было построение петроупругих моделей пластов, состоящих из равномерно перемешанных слоев карбонатной матрицы без пустот и пористых карбонатных слоев. Для построения моделей пластов перемешивались слои, имеющие один тип пустот, заполненных одним и тем же типом флюида. Концентрация пористых слоев менялась от 0 до 100%. Для получения эффективных упругих свойств пласта применялся классический метод Бейкуса [4]. В результате его применения из чередующихся тонких изотропных слоев получается среда, обладающая анизотропными свойствами.

Метод Бейкуса предполагает, что в длинноволновом приближении среда, состоящая из чередующихся тонких изотропных слоев, является трансверсально-изотропной. В нашем случае это вертикально-трансверсально-изотропная среда (VTI, vertical transverse isotropy), поскольку слои расположены горизонтально (ось симметрии среды — вертикальная). Такая среда характеризуется эффективной анизотропией с эффективной жесткостью в виде матрицы, которую можно выразить через значения скоростей упругих волн и плотность матрицы.

Метод Бейкуса с математической точки зрения дает точное решение, если слои, составляющие среду, равномерно перемешаны в соответствии с их объемным содержанием в рассматриваемой пачке. То есть отсутствуют скопления слоев любого типа в одном месте.

Затем был проведен расчет параметров Томсена, характеризующих анизотропию построенных петроупругих моделей пластов и выявление граничных значений концентраций слоев, вне которых анизотропией пластов можно пренебречь. На данный момент параметры Томсена являются наиболее популярными параметрами анизотропии. Прежде всего, они созданы для описания среды с «малой» анизотропией.

В изотропной среде параметры ϵ , γ и δ равны нулю. В анизотропной среде параметры ϵ и γ показывают различие между вертикальной и горизонтальной скоростями продольных волн и скоростями двух поперечных волн типа SV и SH соответственно [7]. Параметр δ показывает характер угловой зависимости скорости Р-волны вблизи оси симметрии. Анизотропия считается не-

значительной, когда данные параметры анизотропии много меньше единицы [1]. В данном исследовании анизотропия считалась незначительной при значении параметров Томсена ϵ и γ менее 0,1.

В ходе работы также были проанализированы упругие характеристики рассчитанных моделей. Поскольку анизотропия — это физическое явление, заключающееся в том, что физические свойства тела отличаются по разным направлениям, для анализа ее значимости были выбраны такие характеристики, как отношения упругих волн V_{ph}/V_{pv} и V_{sh}/V_{sv} .

Затем в ходе данного исследования была найдена числовая характеристика, анализ которой помогает определить значимость анизотропии до применения метода Бейкуса. Поиск характеристики основывался на анализе контраста упругих свойств тонких слоев. В качестве исходных данных были взяты модули упругости тонких слоев, их объемная концентрация и процентное содержание пустот в пористых слоях. На основе полученных результатов моделирования был предложен параметр, характеризующий степень неоднородности тонкослоистого пласта, который рассчитывался по формуле (1):

$$f_1 \cdot \left(1 - \frac{M_{av}}{M_{matr}}\right), \quad (1)$$

где f_1 — объемная концентрация слоев без пустот; M_{matr} — модуль упругости кальцитово-матрицы (2).

$$M_{av} = f_1 \cdot M_1 + f_2 \cdot M_2, \quad (2)$$

где f_2 — объемная концентрация пористых слоев; M_1 — модуль упругости слоя без пустот; M_2 — модуль упругости пористого слоя с заданным процентным содержанием пустот. В качестве модуля упругости выбирались модуль C_{11} эффективной матрицы упругости породы и модуль сдвига μ .

Полученные численные результаты представлены в таблице.

Для анализа полученных значений отдельно брались модели с пористостью, кратной 2, 3 и 4. Цветом выделены группы, в которых можно указать примерное значение параметра значимости анизотропии (формула (1)), при превышении которого анизотропия становится значимой (пороговое значение значимости анизотропии). Для каждой такой группы свой цвет.

Так, например, для моделей с насыщением нефтью были определены следующие пороговые значения параметра значимости анизотропии для моделей с пористостью 40% при аспектных

Таблица. Пороговые значения значимости анизотропии в зависимости от флюидонасыщения, пористости и аспектного отношения**Table.** Threshold value of anisotropy significance depending on fluid saturation, porosity and aspect ratio

Флюид	Аспектное отношение пустот	Пористость, %	Диапазон концентраций пористых слоев, %	Пороговое значение значимости анизотропии:	
				по C_{11}	по μ
Метан	1	30	33—67	0,155	0,129
		40	8—92	0,064	0,058
	0,1	20	23—77	0,137	0,102
		30	9—91	0,071	0,059
		40	5—95	0,043	0,038
	0,01	3	17—83	0,114	0,087
		4	10—90	0,077	0,063
	0,001	0,3	18—82	0,118	0,090
		0,4	11—89	0,083	0,067
	0,0001	0,03	20—80	0,127	0,096
		0,04	12—88	0,089	0,071
Нефть	1	30	44—56	0,165	0,143
		40	9—91	0,068	0,063
	0,1	30	15—85	0,101	0,087
		40	9—91	0,069	0,063
Пластовая вода	1	40	11—89	0,077	0,075
	0,1	30	19—81	0,094	0,085
		40	11—89	0,065	0,062
Тяжелая нефть	1	40	16—84	0,101	0,094
	0,1	30	43—57	0,158	0,143
		40	17—83	0,101	0,096

отношениях 1 и 0,1 (зеленый цвет ячеек) — анизотропия становится значимой, когда параметр, рассчитанный по C_{11} , превышает значение 0,07, а рассчитанный по μ — 0,06.

Оценка эффективности найденного параметра была проведена для геофизических данных скважины Удачная, приуроченной к нефтегазоносной провинции, располагающейся на территории Западной Сибири. [3]

Для определения эффективных упругих свойств вдоль ствола скважины в масштабе сейсмических работ применялся метод «скользящего окна». Суть этого метода состоит в том, что для каждой текущей глубины определялся интервал глубин, длина которого равнялась половине длины сейсмической волны. Причем текущая глубина являлась центром данного интервала. Затем для определения эффективных упругих свойств и параметров Томсена пласта, состоящего из выделенной пачки тонких слоев, применялся метод Бейкуса,

а результат присваивался текущей глубине. Затем происходил переход к следующей глубине каротажа, и вся процедура, описанная выше, повторялась.

На рисунке 1 представлено распределение значений параметра степени неоднородности (рассчитанного по компоненте матрицы C_{11}) от величины параметра Томсена ϵ для скважины Удачная.

На рисунке 2 представлено распределение значений параметра степени неоднородности (рассчитанного по модулю сдвига μ) от величины параметра Томсена γ для скважины Удачная.

Для обеих зависимостей были построены уравнения регрессии (полиномиальная второй степени). Величина коэффициента детерминации R^2 для первой зависимости составила 0,97, а для второй — 0,95. Это говорит о том, что параметр степени неоднородности, найденный с помощью математического моделирования методами Rock Physics [6], хорошо коррелирует с параметрами Томсена,

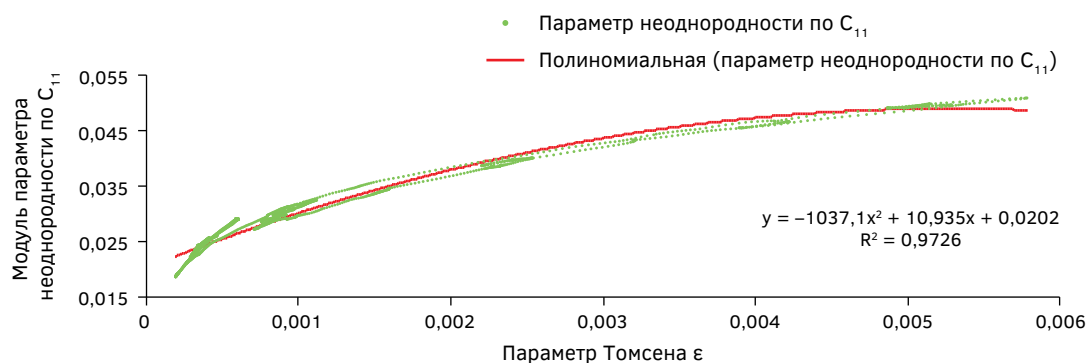


Рис. 1. Распределение абсолютных значений параметра значимости анизотропии по C_{11} от параметра Томсена ϵ
Fig. 1. Absolute values of the anisotropy significance parameter on C_{11} versus Thomsen parameter ϵ

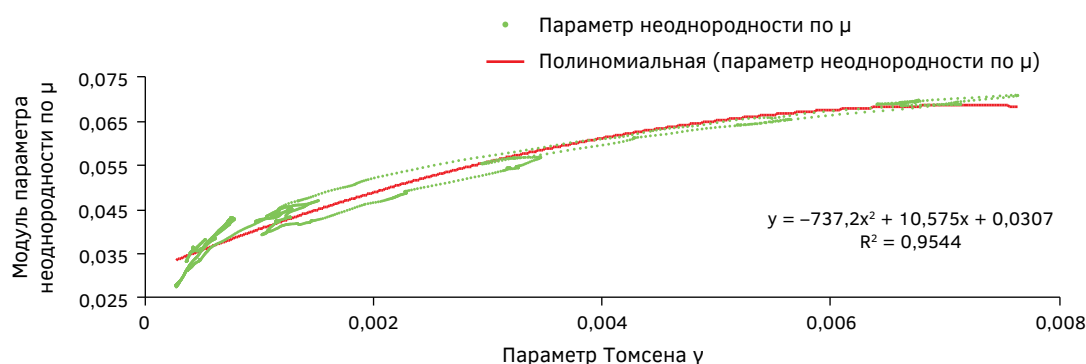


Рис. 2. Распределение абсолютных значений параметра значимости анизотропии по μ от параметра Томсена γ
Fig. 2. Absolute values of the anisotropy significance parameter on μ versus Thomsen parameter γ

отвечающими за анизотропию. Результаты определения параметров Томсена для скважины показали пренебрежимо малую анизотропию упругих свойств в масштабе сейсморазведки. Поэтому далее в этом масштабе упругие свойства могут считаться изотропными.

Заключение

Таким образом, путем описанного моделирования был получен параметр, характеризующий степень неоднородности слоев в пласте и позволяющий принимать решение о значимости степени анизотропии упругих свойств пласта, — параметр

значимости анизотропии пласта. Работоспособность этого параметра была продемонстрирована на результатах, полученных в ходе работ ГИС, проведенных в скважине, приуроченной к нефтегазоносной провинции на территории Западной Сибири. Этап оценки степени анизотропии по скважинным данным был осуществлен путем апскейлинга в масштаб сейсморазведки (путем применения метода Бейкуса). Полученные корреляционные зависимости параметра неоднородности породы и параметров Томсена могут применяться для экспресс-оценки анизотропии аналогичных пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алхименков Ю.А., Баяк И.О. Границы применимости параметров Томсена для трещиноватого карбонатного коллектора // Технологии сейсморазведки. 2013. № 4. С. 36—48.
2. Баяк И.О., Шехтман Г.А. Петрофизические основы многоволновой сейсморазведки // Технологии сейсморазведки. 2014. № 3. С. 5—24.
3. Леонтьев О.К., Рычагов Г.И. Общая геоморфология. М.: Высшая школа, 1979. 287 с.
4. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering // J. Geophys. Res. 1962. V. 67. P. 4427—4440.
5. Berryman J.G. Mixture theories for rock properties // Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants. Am. Geophys. Union, Washington, DC, 1995. P. 205—228.
6. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2-nd Edition. Cambridge Univ. Press. 2009. 511 p.

7. Wang, Z. and Nur, A. (eds.), 2000. Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, vol. 3, Recent Developments, Geophysics Reprint Series, no. 19. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.

REFERENCES

1. Alhimenkov Y.A., Bayuk I.O. The limits of applicability of Thomsen parameters for a fractured carbonate reservoir // Seismic technology. 2013. № 4. P. 36—48 (In Russian).
2. Bayuk I.O., Shehtman G.A. Petrophysical basics of multiwave seismic survey // Seismic technology. 2014. № 3. P. 5—24 (In Russian).
3. Leont'ev O.K., Rychagov G.I. General geomorphology. Moscow: High School. 1979. 287 p. (In Russian).
4. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering // J. Geophys. Res. 1962. V. 67. P. 4427—4440.
5. Berryman J.G. Mixture theories for rock properties // Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants. Am. Geophys. Union, Washington, DC, 1995. P. 205—228.
6. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2-nd Edition // Cambridge Univ. Press. 2009. 511 p.
7. Wang, Z. and Nur, A. (eds.), 2000. Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, vol. 3, Recent Developments, Geophysics Reprint Series, no. 19. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Савойская М.К. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Баяк И.О. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, присоединилась к подготовке текста статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Savoyskaya M.K. — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Bayuk I.O. — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Савойская Марина Константиновна* — аспирант ФГБУН «Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук». 10, стр. 1, ул. Б. Грузинская, г. Москва 123242, Россия
E-mail: marinasavoyskaya@mail.ru
Тел.: +7 (916) 531-20-14
SPIN-код: 3706-0761
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4805-1590>

Баяк Ирина Олеговна — доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник ФГБУН «Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук». 10, стр. 1, ул. Б. Грузинская, г. Москва 123242, Россия
E-mail: bayuk@yandex.ru
SPIN-код: 6268-4076
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1148-9609>

Marina K. Savoyskaya* — post-graduate researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth (IPE) of RAS. 10, bld. 1, B. Gruzinskaja str., Moscow 123242, Russia
E-mail: marinasavoyskaya@mail.ru
Tel.: +7 (916) 531-20-14
SPIN-code: 3706-0761
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4805-1590>

Irina O. Bayuk — Doc. of Sci. (Phys.-Math), Senior Scientist, Schmidt Institute of Physics of the Earth (IPE) of RAS. 10, bld. 1, B. Gruzinskaja str., Moscow 123242, Russia
E-mail: bayuk@yandex.ru
SPIN-code: 6268-4076
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1148-9609>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author