

ПОСТРОЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПЕТРОУПРУГИХ МОДЕЛЕЙ ОТЛОЖЕНИЙ АККРЕЦИОННЫХ СИСТЕМ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.В. Велесов^{1,*}, А.В. Буторин^{1,2}

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Институт наук о Земле СПбГУ, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Современные методы расчета упругих свойств горных пород варьируются от эмпирических зависимостей до сложных теоретических моделей, учитывающих минеральный состав и флюид. Анализ этих связей формирует основу для интерпретации данных сейсмической инверсии, однако разнообразие подходов затрудняет выбор модели, а многочисленные параметры вносят неопределенности.

Цель. Автоматизация процесса петроупругого моделирования с использованием метода глобальной стохастической оптимизации и построение оптимальных петроупругих моделей для отложений аккреционных систем.

Материалы и методы. Исследование выполнено для пластов группы АС черкашинской свиты (месторождение Западной Сибири). Применен алгоритм дифференциальной эволюции, позволяющий получить параметры модели с минимальной ошибкой.

Результаты. Построены оптимальные петроупругие модели для обоих вариантов объемной модели — полной и усеченной. Метрика качества продемонстрировала тесную связь между смоделированными и зарегистрированными данными, подтверждая эффективность предложенного подхода.

Заключение. Метод дифференциальной эволюции доказал свою применимость для автоматизированной настройки петроупругих моделей, обеспечивая воспроизводимость результатов и снижая субъективность ручного подбора параметров.

Ключевые слова: черкашинская свита, аккреционные системы, петроупругое моделирование, оптимизация, автоматизация, дифференциальная эволюция

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Велесов Д.В., Буторин А.В. Построение оптимальных петроупругих моделей отложений аккреционных систем одного из месторождений Западной Сибири. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):28-34. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-28-34>

Статья поступила в редакцию 22.05.2025

Принята к публикации 16.06.2025

Опубликована 29.09.2025

DEVELOPMENT OF OPTIMAL PETROELASTIC MODELS FOR SEDIMENTARY DEPOSITS
IN ACCRETIONARY SYSTEMS AT A WEST SIBERIAN FIELD

Daniil V. Velesov^{1,*}, Aleksandr V. Butorin^{1,2}

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Institute of Earth Sciences, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Modern methods for calculating the elastic properties of rocks range from empirical regressions to complex theoretical models that take into account the mineral composition and fluid. The analysis of these relationships forms the basis for interpreting seismic inversion data, however, the variety of approaches makes it difficult to choose a model, and numerous parameters introduce uncertainties.

Aim. Automation of the petroelastic modeling process using the global stochastic optimization method and development of optimal petroelastic models for deposits of accretion systems.

Materials and methods. The study was performed for the layers of the AS group of the Cherkashinsky formation (a deposit in Western Siberia). The algorithm of differential evolution is applied, which allows to obtain the parameters of the model with minimal error.

Results. Optimal petroelastic models are constructed for both variants of the volumetric model — full and truncated. The quality metric demonstrated a close correlation between the modeled and recorded data, confirming the effectiveness of the proposed approach.

Conclusions. The differential evolution method has proven its applicability for automated tuning of petroelastic models, ensuring reproducibility of results and reducing the subjectivity of manual parameter selection.

Keywords: Cherkashinskaya formation, accretion systems, petroelastic modeling, optimization, automation, differential evolution

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Velesov D.V., Butorin A.V. Development of optimal petroelastic models for sedimentary deposits in accretionary systems at a West Siberian field. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):28–34. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-28-34>

Manuscript received 22.05.2025

Accepted 16.06.2025

Published 29.09.2025

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день существует большое количество методов получения упругих свойств флюидонасыщенной горной породы из свойств и параметров её элементов — от эмпирических связей вида «скорость упругой волны — пористость» до петроупругих моделей на основе теории эффективных сред, где связь уже предстает в более сложном виде: «скорость — пористость — минеральный состав — флюид». Нахождение и анализ связей упругих свойств с петрофизическими параметрами позволяет создавать методическую основу для интерпретации результатов сейсмической инверсии. Обширный выбор методик порождает проблему выбора и обоснования какой-либо определенной модели. Помимо этого, в петроупругих моделях (ПУМ) присутствует большое количество параметров со своими неопределенностями. С целью повышения эффективности существующих подходов представлен опыт построения оптимальных петроупругих моделей отложений акрекционных систем черкашинской свиты (группа пластов АС) Западной Сибири.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Целевой интервал исследования относится к отложениям черкашинской свиты, приуроченной к верхней части раннего готерива — баррема. Отложения свиты согласно залегают на породах ахской свиты и перекрываются отложениями алымской свиты.

Литологически интервал сложен частым и неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин линзовидно-волнистых. Песчаники часто закарбонатизированы. Глины аргиллитоподобные, темно-серые, иногда зеленовато-серые, тонкоотмученные. Песчаники в разрезе данного интервала интерпретируются как горизонты АС₄₋₁₁.

На площади месторождения пласти АС₁₀, АС₁₁ являются промышленно нефтеносными. Продуктивные пласти перекрываются региональной глинистой приобской пачкой. Породы черкашинской свиты образовались в морских условиях, которые постепенно сменялись континентальными. Осадки заполняли бухты и заливы, а с наступлением континентального периода седиментации, отложение осадков происходило в условиях размывания дельтовой равнины. Различные условия осадконакопления подтверждаются фауной и флорой в керновом материале.

Целевые пласти АС₁₀₋₁₁ накапливались в более континентальных условиях, что приводит к развитию различных фациальных комплексов, характерных для дельтовой равнины. В волновом поле наблюдается развитие как мелких каналов, так и крупных акрекционных систем, с чем может быть связан коллекторский потенциал данных отложений (рис. 1).

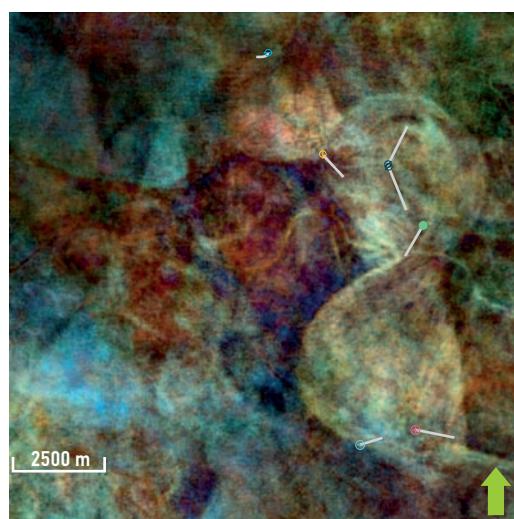


Рис. 1. Анализ амплитуд по целевому отражающему горизонту АС₁₁. Составлено авторами

Fig. 1. Analysis of amplitudes over the target reflecting horizon AS₁₁. Prepared by the authors

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПЕТРОУПРУГИХ МОДЕЛЕЙ

В 1995 г. Шу и Уайт [1] предложили подход к петроупругому моделированию глинистых песчаников, основанный на теории Кустера и Токсоза [2], модели дифференциальной эффективной среды [3, 4] и теории Гассманна [5]. Ключевым в этой модели является то, что поры глин и поры скелета породы моделируются в виде эллипсоидов и характеризуются разными аспектными отношениями — отношениями малого диаметра поры к большому. Первым свойственным низкие значения, вторым — более высокие. Не имея информации о том, сколько порового пространства связано с песками и глинами, Шу и Уайт [1, 6] в первом приближении предположили, что пористость скелета и пористость глин пропорциональны объему песчаных зерен и содержанию глин соответственно.

Теория Кустера–Токсоза используется для моделирования упругих свойств породы с сухими порами, модель дифференциальной эффективной среды — для преодоления ограничения на малую концентрацию пор, так как поры предполагаются изолированными и не взаимодействующими между собой. Анализ ряда авторов [3, 6, 7, 8] показывает, что аспектное отношение пор можно рассматривать как удобные свободные параметры для минимизации невязки между зарегистрированными и смоделированными данными, даже если они построены

на прочной теоретической основе и имеют физический смысл.

Для моделирования упругих модулей сухой породы необходимы упругие модули твердой матрицы. Для этого можно использовать модель Войта–Ройса–Хилла [9]. На этом этапе для расчета необходимы объемные содержания и модули объемного сжатия и сдвига для каждой минеральной компоненты. Первое берется из объемной компонентной модели (ОКМ), полученной при решении системы линейных уравнений относительно методов геофизических исследований в скважинах (ГИС). Упругие свойства отдельных минералов могут быть взяты из табличных значений или данных керна.

Для того чтобы смоделировать упругие свойства флюидонасыщенной породы, используется теория Гассманна [5]. Для расчета упругих свойств воды, нефти и газа применяются уравнения Батзл и Ванга [10], а для расчета упругих модулей смеси флюидов — уравнение Вуда [11].

Полные описания методик с уравнениями представлены, непосредственно, в первоисточниках по ссылкам и в [4].

Таким образом, рабочий процесс моделирования упругих свойств можно представить в виде пяти основных этапов, схематично представленных на **рис. 2**.

Процесс настройки петроупругих моделей оптимизирован с помощью метода дифференциальной эволюции. Дифференциальная эволюция (Differential Evolution) является многомерным методом математической оптимизации из класса стохастических

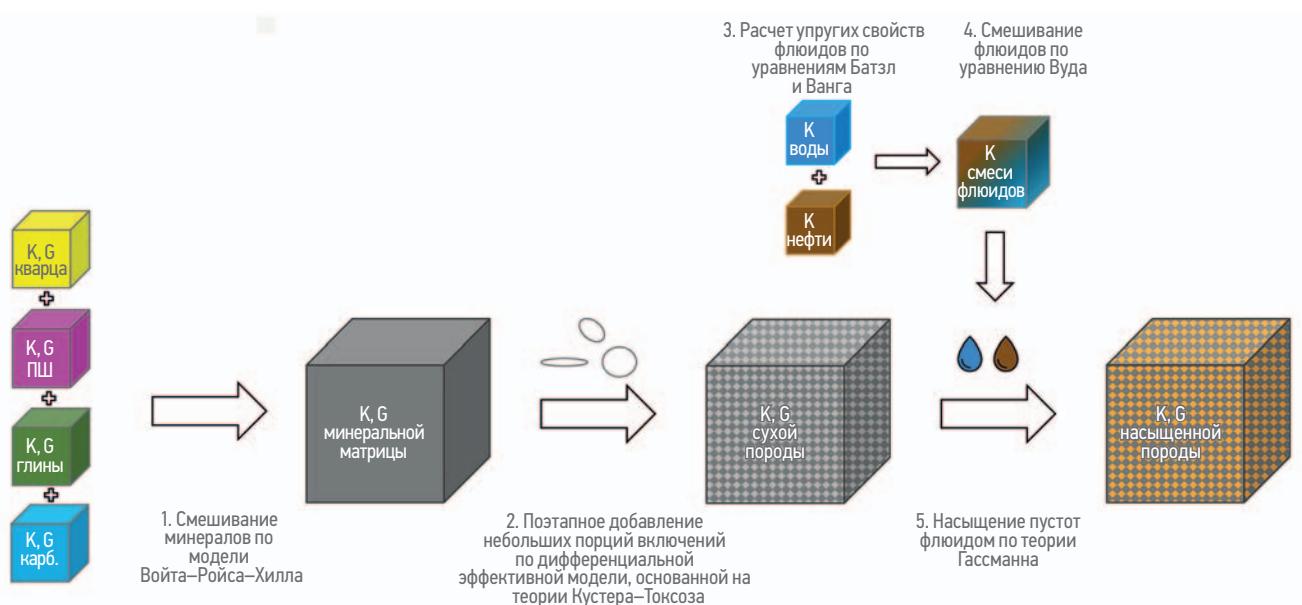


Рис. 2. Схематичное поэтапное представление рабочего процесса петроупрого моделирования. Составлено авторами
Fig. 2. Schematic step-by-step representation of the petroelastic modeling workflow. Prepared by the authors

алгоритмов оптимизации. Он предложен Р. Сторном и К. Прайсом в 1995 г. [12]. Подход предназначен для нахождения глобального экстремума нелинейных, недифференцируемых, мультимодальных функций от многих переменных. В качестве целевой функции оптимизации в контексте петроупругого моделирования взята сумма среднеквадратичных отклонений модулей объемного сжатия и сдвига между зарегистрированными и расчетными данными:

$$M_{error} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i - K_{sat})^2}{n} + \frac{\sum_{i=1}^n (G_i - G_{sat})^2}{n}, \quad (1)$$

где K_i и G_i — модули объемного сжатия и сдвига, рассчитанные из зарегистрированных кривых интервальных времен пробега продольной и поперечной волн и объемной плотности, K_{sat} и G_{sat} — смоделированные модули объемного сжатия и сдвига насыщенной породы.

Базовый вариант алгоритма можно представить следующим образом. Сначала создается набор векторов, который называется поколением. Эти векторы представляют собой точки в n -мерном пространстве, где задана целевая функция $f(x)$, которую необходимо минимизировать. На каждой итерации алгоритм формирует новое поколение векторов, случайным образом комбинируя векторы из предыдущего поколения. Количество векторов в каждом поколении остается постоянным и является одним из параметров метода. n -мерность векторов определяется количеством настраиваемых параметров петроупругой модели.

Процесс генерации нового поколения векторов осуществляется следующим образом. Для каждого вектора x_i из старого поколения выбираются три различных случайных вектора v_1 , v_2 и v_3 из того же поколения, исключая сам вектор x_i . Затем создается так называемый мутантный вектор по следующей формуле:

$$v = v_1 + F^* (v_2 - v_3), \quad (2)$$

где F — это коэффициент дифференциации, представляющий собой положительную действительную константу в диапазоне от 0 до 2. После этого над мутантным вектором v выполняется операция «скрещивания», при которой некоторые его координаты заменяются соответствующими координатами исходного вектора x_i (каждая координата заменяется с определенной вероятностью, которая также является одним из параметров метода). Вектор, полученный после скрещивания, называется пробным вектором. Если пробный

вектор оказывается лучше, чем x_i (то есть значение целевой функции уменьшается), то в новом поколении x_i заменяется пробным вектором; в противном случае x_i остается без изменений [12].

ПРЕДСТАВЛЕН ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА НАСТРОЙКИ ПЕТРОУПРУГОЙ МОДЕЛИ ШУ-УАЙТ, ОСНОВАННОЙ НА ТЕОРИИ КУСТЕРА-ТОКСОЗА, МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОЙ СРЕДЫ И ТЕОРИИ ГАССМАННА, ИСПОЛЬЗУЮЩИЙ МЕТОД ГЛОБАЛЬНОЙ СТОХАСТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ (ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЭВОЛЮЦИЯ), ГДЕ УЧИТЫВАЕТСЯ МНОГОМЕРНЫЙ ВЕКТОР ВХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ИЗБЕГАТЬ ЗАСТРЕВАНИЯ ФУНКЦИИ ОШИБКИ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭКСТРЕМУМАХ.

Таким образом, в результате работы алгоритма можно получить оптимальные параметры петроупругой модели, включающие упругие модули минеральных компонент и их аспектные отношения.

ПОСТРОЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПЕТРОУПРУГИХ МОДЕЛЕЙ ОТЛОЖЕНИЙ

Всего на объекте исследования имеются данные широкополосной акустики (АКШ)

Таблица 1. Диапазон варьирования и оптимальные параметры петроупругой модели Шу-Уайт. Составлено авторами

Table 1. Range of variation and optimal parameters of the Xu-White petroelastic model. Prepared by the authors

Параметр ПУМ	Диапазон варьирования	Оптимальные параметры для АС ₄₋₈	Оптимальные параметры для АС ₉₋₁₁
К глин, ГПа	10–35	13,1	10
Г глин, ГПа	3–18	3	3
К кварца, ГПа	35–39	39	39
Г кварца, ГПа	40–48	40	40
К полевого шпата, ГПа	20–55	48,8	53,8
Г полевого шпата, ГПа	15–30	15	15
К песчаной компоненты, ГПа	20–55	42,6	45,2
Г песчаной компоненты, ГПа	15–48	29,3	28
К карбонатов, ГПа	65–80	80	80
Г карбонатов, ГПа	30–36	30	30
α глин	0,05–0,1	0,06	0,1
α кварца	0,1–0,25	0,16	0,14
α полевого шпата	0,1–0,25	0,25	0,25
α песчаной компоненты	0,1–0,25	0,2	0,17

с записью поперечной волны по 7 скважинам. В одной из них (№1) записан каротаж высокого качества (Sonic Scanner). В остальных скважинах качество АКШ заметно более низкое, чем в скважине №1. Кривые акустики и большинства других методов ГИС искажены ввиду влияния каверн на стенках скважины.

Для скважины №1 имеется наилучший комплекс ГИС с компонентной моделью, включающей объемы глин, кварца, полевого шпата и карбонатных пород. В остальных скважинах кварц и полевой шпат объединены в песчаную компоненту.

Петроупругие модели настроены на пласти AC_{4-8} и AC_{9-11} в скважине №1 для двух вариантов объемной компонентной модели с помощью метода дифференциальной

эволюции. Для этого из акустического каротажа и плотности сначала были рассчитаны упругие модули объемного сжатия и сдвига, на которые будет оптимизироваться модель. Определены параметры для оптимизации и их границы варьирования. Диапазон варьирования должен учитывать неопределенности и имеющиеся данные по минералогическому и литологическому составу породы. Если глинистые минералы представлены одной компонентой и глинистый состав разреза известен, то итоговые упругие модули должны подбираться в соответствующем диапазоне упругих модулей отдельных минералов. Как показано выше, аспектное отношение является физическим и при этом свободным параметром для настройки. Однако

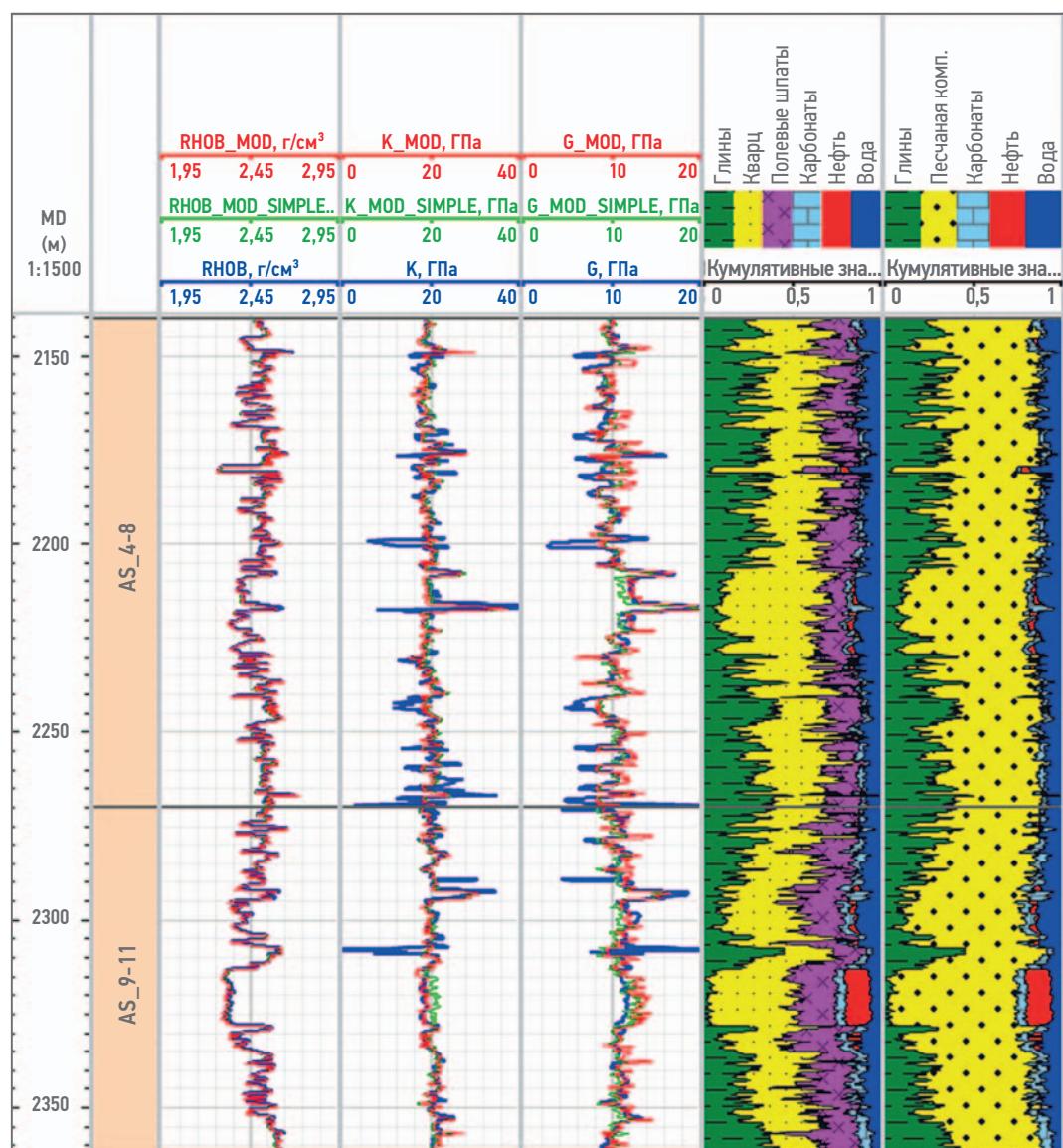


Рис. 3. Сопоставление данных: зарегистрированных (синим цветом), смоделированных из полной ОКМ (красным цветом) и из упрощенной ОКМ (зеленым цветом). Составлено авторами

Fig. 3. Comparison of data recorded (in blue), modeled from the full volumetric model (in red) and from the simplified volumetric model (in green). Prepared by the authors

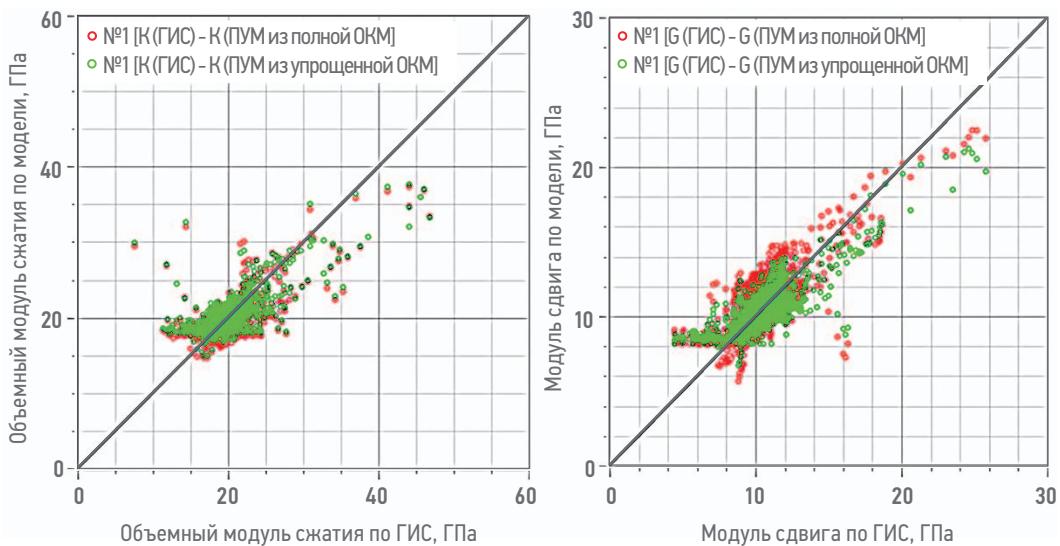


Рис. 4. Сопоставление данных: по оси абсцисс — зарегистрированных, по оси ординат — смоделированных из полной ОКМ (красным цветом) и из упрощенной ОКМ (зеленым цветом). Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of data: registered along the abscissa axis, modeled along the ordinate axis from the full volumetric model (in red) and from the simplified volumetric model (in green). Prepared by the authors

для пор скелета породы оно должно быть выше, чем для пор глин.

Результаты подбора оптимальных параметров ПУМ приведены в **табл. 1**.

На **рис. 3** представлено сравнение записанных и смоделированных кривых на планшете, на **рис. 4** — на кроссплатах.

Для контроля качества рассчитан коэффициент линейной корреляции R , равный: для модуля объемного сжатия при моделировании из полной ОКМ — 0,775, из упрощенной ОКМ — 0,759, для модуля сдвига из полной ОКМ — 0,797, из упрощенной ОКМ — 0,725. Коэффициент $R > 0,7$ говорит о тесной связи и хорошем качестве восстановления кривых упругих модулей и, соответственно, скоростей упругих волн.

Моделирование упругих свойств по полученной петроупругой модели в двух других скважинах с АКШ показало хорошую корреляцию с зарегистрированными кривыми. Оставшиеся четыре скважины с записью по перечной волнам имеют слишком искаженную запись с большим количеством интервалов отсутствия записи. Использование ПУМ позволило полноценно восстановить упругие свойства без каких-либо искажений.

ВЫВОДЫ

1. Метод дифференциальной эволюции является методом глобальной стохастической оптимизации, что позволяет настраивать сложные петроупругие модели без застревания в локальных экстремумах целевой функции ошибки.
2. Алгоритм оптимизации повышает эффективность применения подхода Шу–Уайт и дает статистически верное решение. Однако границы диапазона подбора параметров должны быть подобраны с учетом имеющейся информации по объекту исследования.
3. Результаты моделирования показали, что для пластов аккреционных систем черкашинской свиты и упрощенная ОКМ без полевых шпатов, и полная ОКМ, дают тесную связь с зарегистрированными кривыми АКШ.
4. Данный подход может быть транслирован на другие методики петроупругого моделирования, и в том числе на другие многомерные функции за пределы этой дисциплины.

Список литературы / References

1. Xu S., White R.E. A new velocity model for clays and mixtures. *Geophys. Prospecting*, 1995, vol. 43, pp. 91–118.
2. Kuster G.T., Toksöz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. Part I. Theoretical formulations. *Geophysics*. 1974, v. 39, pp. 587–606.
3. Keys R.G., Xu S. An approximation for the Xu—White velocity model. *Geophysics*. 2002, vol. 67, pp. 1406–1414.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. *The Rock Physics Handbook*. Cambridge University Press, Second Edition, 2009. 511 p.
5. Gassmann F. Über die Elastizität poröser Medien. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft*. Zurich, 1951, vol. 96, pp. 1–23.
6. Xu S., White R.E. A physical model for shear wave velocity prediction. *Geophysical Prospecting*. 1996, vol. 44, pp. 487–717.
7. Lee M.W. Comparison of the modified Biot—Gassmann theory and the Kuster—Toksoz theory in predicting elastic velocities of sediments. *U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report*. 2008, no. 5196, 14 p.

8. Pratson L.F., Stroujkova A., Herrick D., Boadu F., Malin P. Predicting seismic velocity and other rock properties from clay content only. *Geophysics*. 2003, vol. 68, pp. 1847–1856.
9. Hill R. The elastic behavior of crystalline aggregate. *Proc. Phys. Soc.*, London, 1952, vol. 65, pp. 349–354.
10. Battal M., Wang Z., Seismic Properties of Pore Fluids. *Geophysics*. 1992, vol. 57, pp. 1396–1408.
11. Wood A.W. A *Textbook of Sound*. New York: McMillan Co., 1955.
12. Storn R., Price K. Differential Evolution — a Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces. *Journal of Global Optimization*. 1997, vol. 11, pp. 341–359.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

- Д.В. Велесов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.
- А.В. Буторин** — принял участие в подготовке рисунков к статье, редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Daniil V. Velesov — developed the article general concept, prepared the text of the article and figures for the article, approved the final version of the article.

Aleksandr V. Butorin — took part in preparation of figures for the article, editing of the article main parts and conclusions, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Даниил Владимирович Велесов* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 6025-4957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9148-3350>

Александр Васильевич Буторин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Институт наук о Земле СПбГУ, руководитель по развитию дисциплины «сейсморазведка», Группа компаний «Газпром нефть»

Daniil V. Velesov* — Main specialist, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia
SPIN-code: 6025-4957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9148-3350>

Aleksandr V. Butorin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Institute of Earth Sciences, Head of seismic discipline, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author