



ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 550.8.05

EDN: XOVHJH

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235



Петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан

Е.А. Ячменёва^a, Э.М. Батталова^b

^{a,b}Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Резюме. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов петроупругого моделирования башкирских и верейских отложений нефтяного месторождения Республики Татарстан. Для решения задачи моделирования упругих свойств изучаемого объекта (плотность, скорость продольной волны и скорость поперечной волны) использовалась модель самосогласованной аппроксимации эффективных модулей. На начальном этапе петроупругого моделирования проводится выбор скважин кандидатов и опорной скважины. Для этого проводится оценка каротажного материала на достоверность по всем скважинам. Выбирается скважина с наиболее полной и корректной геолого-геофизической информацией. Затем осуществляется создание петрофизической модели путем расчета фильтрационно-емкостных свойств и определения объемных коэффициентов компонентов породы. Моделирование упругих свойств начинается с создания кривой плотности по геофизическим и петрофизическим данным, на этом этапе производится оценка петрофизической модели. Выбор петроупругой модели основывается на теоретических и экспериментальных методах, эффективность выбранной модели подтверждается сходимостью результатов моделирования с зарегистрированными скважинными данными. В результате моделирования были получены кривые распределения упругих параметров по изучаемому геологическому разрезу. Наблюдается хорошая корреляционная зависимость между исходными данными геофизических исследований скважин и модельными кривыми. Полученные результаты позволили повысить качество имеющегося геофизического материала, а также воссоздать упругие свойства в скважинах без методов их прямой регистрации.

Ключевые слова: петроупругое моделирование, геофизические исследования скважин, месторождение

Для цитирования: Ячменёва Е.А., Батталова Э.М. Петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 227–235. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235>. EDN: XOVHJH.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY, GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

Petroelastic modeling of Vereiskian and Bashkirian deposits on example of an oil field in the Republic of Tatarstan

Ekaterina A. Yachmeneva^a, Elvira M. Battalova^b

^{a,b}Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The purpose of this research was to present the results of petroelastic modeling of the Bashkirian and Vereiskian deposits of the oil field in the Republic of Tatarstan. To solve the problem of modeling elastic properties of the object under study (density, P-wave velocity and S-wave velocity), a self-consistent approximation model of effective moduli was used. The initial stage of petroelastic modeling included the selection of candidate wells and a reference well. To do this, the reliability of logging material in all wells was evaluated. The well with the most complete and accurate geological and geophysical information was selected. Then a petrophysical model was created by calculating filtration and reservoir properties and determining the formation volume factors of the rock components. Elastic property modeling began with the creation of a density curve on the basis of geophysical and petrophysical data. At this stage the petrophysical model was

© Ячменёва Е.А., Батталова Э.М., 2024



evaluated. The choice of the petroelastic model was based on theoretical and experimental methods. The efficiency of the chosen model was confirmed by the convergence of modeling results with the recorded well data. The modeling resulted in obtaining the curves of elastic parameter distribution over the studied geological section. A good correlation was received between the initial data of geophysical studies of wells and model curves. The obtained results made it possible to improve the quality of available geophysical material, as well as to recreate elastic properties in wells not using the methods of direct recording.

Keywords: petroelastic modeling, geophysical well logging, deposit

For citation: Yachmeneva E.A., Battalova E.M. Petroelastic modeling of Vereiskian and Bashkirian deposits on example of an oil field in the Republic of Tatarstan. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):227-235. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235>. EDN: XOVHJH.

Введение

На сегодняшний день прирост запасов нефти и газа, поддержание и увеличение добычи связаны с вовлечением в разработку и эксплуатацию ранее не задействованных участков месторождений. Скважины, которые расположены друг от друга на небольших расстояниях, могут вскрывать разрезы, существенно отличающиеся по литологическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам и, как следствие, по добычным характеристикам. Проведение дополнительных исследований посредством бурения скважин – очень трудоемкий и дорогостоящий процесс. Для решения проблем, связанных с недостатком информации, расширяющей возможности определения добычных характеристик месторождения, в мировой практике все чаще применяются методы петроупругого моделирования [1–3].

Петроупругое моделирование является хорошим инструментом для выделения коллекторов, разделения по литологии, также оно помогает спрогнозировать характер насыщения в зонах, где скважины не вскрыли продуктивные отложения. Результаты петроупругого моделирования необходимы при проведении дальнейшей сейсмической инверсии с целью построения прогнозных карт петрофизических свойств целевых пластов [4]. Это открывает широкие возможности для поиска перспективных объектов.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, которое располагается на территории Республики Татарстан. Месторождение было открыто в 80-х годах XX века, позднее было введено в промышленную разработку. В общей сложности на месторождении выявлено более 20 залежей нефти. В данной работе задействовано 16 скважин с данными геофизических исследований скважин зарегистрированными в башкирских и верейских отложениях, приуроченных к одной из залежей.

Материалы и методы исследования

Возможности петроупругого моделирования основываются на связи петрофизических свойств объекта с упругими характеристиками. Результатом же моделирования является плотность, скорость продольной и поперечной волн. Таким образом, восстановление акустических данных и плотностного каротажа осуществляется на основе модели эффективной среды, которая требует четкого петрофизического обоснования и при правильной оценке свойств объекта позволяет реконструировать недостающие данные. Под моделью эффективной среды подразумеваются многомерные зависимости между упругими модулями, минералогическим составом, флюидом, заполняющим поровое пространство, объемной плотностью. Теория эффективной среды позволяет представить изучаемый объект как связь концентраций включений и их топологию (структурное распределение). Применение объемных компонент в общем случае дает возможность определить границы эффективных параметров. Информация о структуре среды позволяет сузить эти границы. В литературе предложено значительное количество моделей для определения параметров эффективных сред [5–7], но стоит учитывать, что модель – это приближение к реальной среде и для каждого геологического случая она может быть индивидуальной. Применение эффективной среды – это способ описания реальной породы физическими параметрами. Контроль качества создаваемой эффективной модели осуществляется путем сравнения реальных и модельных кривых, рассчитываемых по задаваемым параметрам.

Для проведения петроупругого моделирования необходимо изначально провести полный анализ геофизических исследований скважин и анализ данных керна, выбрать опорную скважину, в которой представлен полный необходимый комплекс геофизических исследований. Важным этапом, результаты которо-



го станут основой для моделирования, является определение фильтрационно-емкостных свойств (пористость, насыщение) и расчет петрофизической модели изучаемого геологического разреза. Для решения этой задачи в данной работе использовались известные петрофизические зависимости (материалы из подсчета запасов) для изучаемого месторождения, а также результаты исследований кернового материала. Полученная петрофизическая модель, позволит настроить параметры для петроупругого моделирования, основываясь на объемных характеристиках компонентов и их упругих параметрах (плотность, модуль сдвига, модуль объемной упругости).

Необходимыми входными данными для создания модели эффективной среды являются: термобарические условия залегания пласта; свойства пластовых флюидов; коэффициент нефте- и водонасыщения; минеральный состав породы; объемное содержание компонентов породы; пористость; аспектное отношение; данные геофизических исследований скважин. Связь упругих и плотностных свойств объекта через описанные выше параметры наглядно можно представить в следующих уравнениях:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (2)$$

где K – объемный модуль сжатия; μ – модуль сдвига; ρ – плотность; V_p – скорость продольной волны; V_s – скорость поперечной волны¹.

Реальные геологические объекты представляют собой смесь различных минеральных компонент. Флюиды, насыщающие поровое пространство также чаще всего неунифицированные. Но и сама структура порового пространства в нашем исследовании является важным моментом для создания модели эффективной среды.

В материалах скважин, отобранных для создания модели, обязательно присутствует гамма-гамма плотностной и акустический каротаж. Данные методы позволяют настроить петро-

упругую модель и оценить ее достоверность. Ввиду этого, важным шагом перед созданием модели является оценка качества зарегистрированного геофизического материала. Методы гамма-гамма плотностного и акустический каротажа проверяются на надежность путем сопоставления по всем скважинам в изучаемых отложениях. Для плотностного каротажа также проводилось сопоставление с объемной плотностью определенной на образцах керна. Сопоставление данных геофизических исследований скважин по гамма-гамма плотностному и акустическому каротажу представлено на гистограммах для отложений верейского и башкирского горизонтов на рис. 1.

Такое сопоставление данных позволило выявить скважины с отклонением значений от нормальных и исключить из кандидатов в опорные. Известное литологическое описание и наличие исследований керна позволяет определить, что значения плотности за пределами интервала 2–2,8 г/см³ можно считать некорректными данными, которые требуют внесения поправок или исключения их из обработки. Изменение интервального времени происходит в пределах 100–400 мкс/м, причем в верейских отложениях размах амплитуды изменения интервального времени больше, чем в башкирских примерно на 100 мкс/м, что обусловлено литологическими особенностями изучаемых отложений. Создание петроупругой модели позволит восполнить в данных скважинах недостающую или некорректную информацию, что будет косвенным положительным фактором петроупругого моделирования. По результатам оценки качества каротажного материала была выбрана опорная скважина для петроупругого моделирования.

Для решения прямой задачи (расчет плотности, скорости продольной и поперечной волн по известным параметрам среды) были изучены различные современные подходы моделирования эффективных сред с целью прогноза коллекторских свойств в работах российских авторов И.О. Баяк [8], П.С. Куляпина², Л.А. Успенской³. В работах авторов рассматривается применимость петроупругого модели-

¹ Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Cambridge: Cambridge university press, 2020. 756 p.

² Куляпин П.С. Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного состава и сложной структуры емкостного пространства: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.10. М., 2016. 136 с.

³ Успенская Л.А. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Уренско-Усановской зоны): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.10. М., 2014. 123 с.

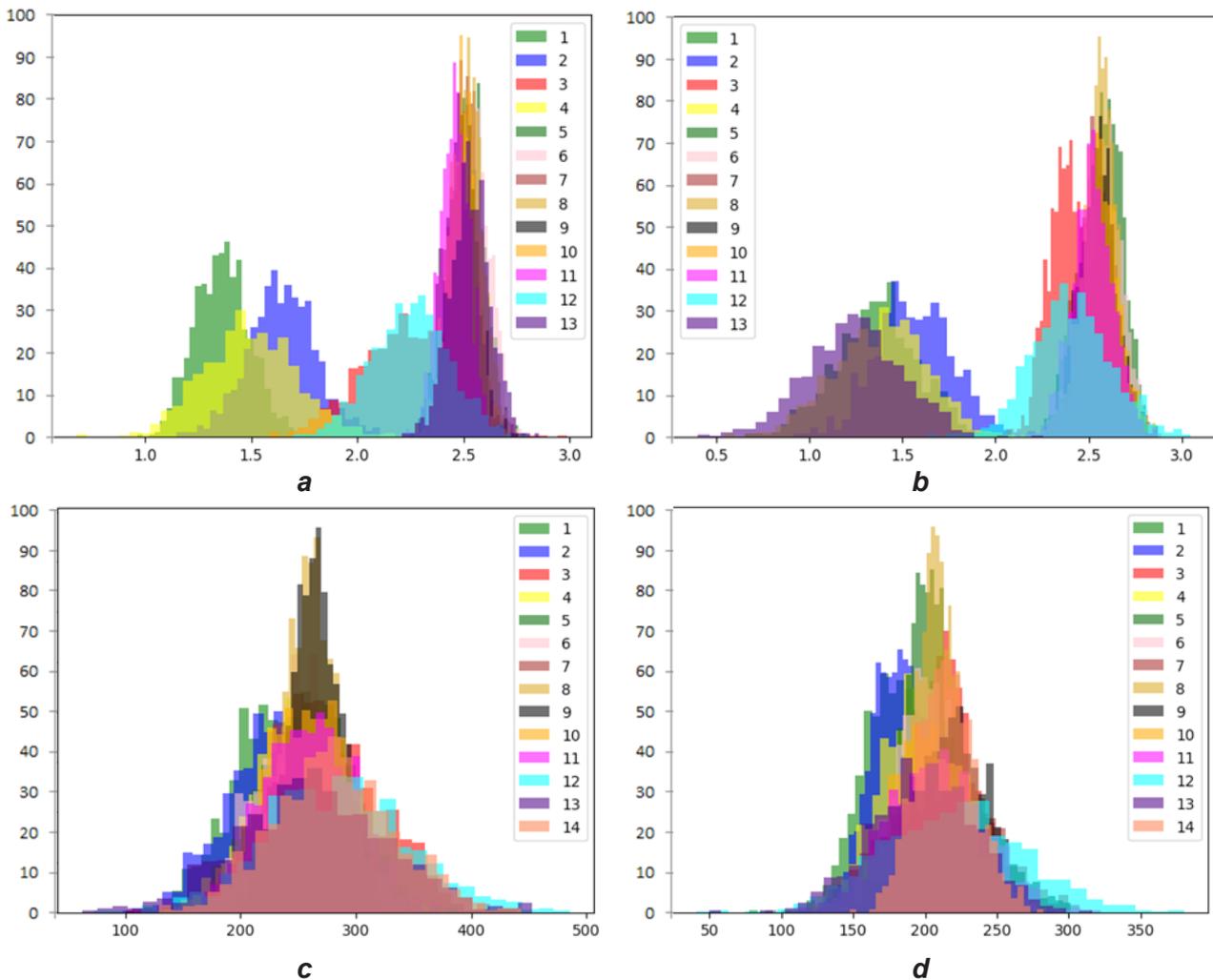


Рис. 1. Гистограммы распределения для исходных кривых гамма-гамма плотностного и акустического каротажа в верейских и башкирских отложениях:

гамма-гамма плотностной каротажа для верейских (а) и башкирских (б) отложений, $г/см^3$;
интервальное время для верейских (с) и башкирских (д) отложений, $мкс/м$

Нумерация 1–14 соответствует номерам исследуемых скважин

Fig. 1. Distribution histograms for the original curves of gamma-gamma density logging and acoustic logging in the Vereiskian and Bashkirian deposits:

gamma-gamma density logging for Vereiskian (a) and Bashkirian (b) deposits, g/cm^3 ;
slowness for Vereiskian (c) and Bashkirian (d) deposits, $\mu s/m$

Numbering 1–14 corresponds to the numbers of the wells under investigation

рования для решения геолого-геофизических задач. Следует отметить, что, несмотря на общность основной проблемы, используются различные подходы, что связано с литологическими особенностями коллекторов, структурой емкостного пространства, глинистости, флюидонасыщением изучаемых объектов. Каждый исследователь из многообразия существующих петроупругих моделей на основе петрофизических и геофизических данных останавливается на модели наиболее близко физико-математически описывающей объект.

В работе [9] для построения модели сухой породы на основе соотношения модуля упругости и пористости предложили модифицирован-

ную модель Voigt-Nur для высокопористого карбонатного нефтяного коллектора. В работе [10] автор отмечает, что созданные на основе петроупругого моделирования модели позволяют сделать оценку по сейсмическим данным. Но, в свою очередь, автор подчеркивает, что необходимо проводить деление моделей на классы литотипов. Примененная в исследовании обобщенная модель по литотипам не охватила кварцевые песчаники с кальцитовым цементом, как отмечает сам автор.

Таким образом, ключевым моментом становится выбор подходящей модели, наиболее точно описывающей геологическую ситуацию изучаемого объекта исследования.



Моделирование плотности осуществлялось с использованием оценки упругих модулей скелета породы по Voigt-Reuss-Hill [11]. Свойства пластовых флюидов также оказывают влияние на упругие характеристики пласта в целом, как вещества заполняющие поры породы. Для решения задачи по созданию эффективной модели в части, относящейся к флюиду, необходимо определить его плотность и объемный модуль сжатия K . Объемный модуль сдвига μ для флюида равен нулю. Одна из моделей рассматривающих смешивание флюидов – модель Бри. В своих исследованиях Бри с соавторами [12] отмечает, что для лучшей сходимости результатов теоретического моделирования упругих характеристик породы с фактическими замерами в скважинных исследованиях необходимо уделить отдельное внимание определению эффективного модуля порового флюида. Было получено уравнение для случаев, когда жидкости не смешиваются в поровом пространстве, а распределяются пятнами. Данная модель предлагает расчет объемного модуля $K_{\text{флюида}}$ состоящего из минерализованной воды и углеводорода:

$$K_{\text{флюида}} = (K_B - K_{YB}) \cdot S_B^{\text{BrieNum}} + K_{YB}, \quad (3)$$

где $K_{\text{флюида}}$ – объемный модуль флюида; K_B – объемный модуль пластовой воды; K_{YB} – объемный модуль углеводородов; S_B – водонасыщенность породы; $BrieNum$ – эмпирический коэффициент, колеблющийся от 1 до 40, калибруется в соответствии с экспериментальными данными.

Определение плотности насыщающего поры флюида также решается различными подходами. В работе [13] предложен расчет плотности флюида с учетом объемов его составляющих:

$$\rho_{\text{флюида}} = S_B \cdot \rho_{\text{ВП}} + (1 - S_B) \cdot \rho_{\text{YB}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{флюида}}$ – плотность флюида, насыщающего поровое пространство породы; $\rho_{\text{ВП}}$ – плотность пластовой воды; ρ_{YB} – плотность углеводородов.

Для определения плотности пластовой воды необходимо учесть общую ($K_{\text{п.об}}$) и открытую ($K_{\text{п.о}}$) пористость, плотность воды, которая находится в подвижном состоянии ($\rho_{\text{в}}$), и плотность связанной воды ($\rho_{\text{св}}$):

$$\rho_{\text{пв}} = (K_{\text{п.о}} \cdot \rho_{\text{в}}) / K_{\text{п.об}} + ((K_{\text{п.об}} - K_{\text{п.о}}) \cdot \rho_{\text{св}}) / K_{\text{п.об}}, \quad (5)$$

Моделирование объемного модуля и модуля сдвига для изучаемого объекта осуществлялось, основываясь на модели самосогласованной аппроксимации эффективных модулей. В этом подходе используется математическое решение для деформации изолированных включений, а взаимодействие включений аппроксимируется заменой фоновой среды на эффективную среду [14].

Самосогласованные оценки для двухфазных композитов могут быть выражены как (m – матрицы, i – включения):

$$K_{sc}^* = K_m + x_i(K_i - K_m)P^{*i}, \quad (6)$$

$$\mu_{sc}^* = \mu_m + x_i(\mu_i - \mu_m)Q^{*i}. \quad (7)$$

Дж. Берриман дает более общую форму самосогласованных приближений для N-фазных композитов⁴:

$$\sum_{i=1}^N x_i(K_i - K_{sc}^*)P^{*i} = 0, \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i(\mu_i - \mu_{sc}^*)Q^{*i} = 0, \quad (9)$$

где i обозначает материал; x_i – его объемная доля; P и Q – геометрические коэффициенты, а надстрочный индекс $*i$ на P и Q указывает на то, что коэффициенты приведены для включения материала i в фоновую среду с самосогласованными эффективными модулями K_{sc}^* и μ_{sc}^* . Суммирование ведется по всем фазам, включая минералы и поры. Эти уравнения связаны между собой и должны решаться методом одновременной итерации.

Результаты исследования и их обсуждение

В результате моделирования были получены модельные кривые плотности, скорости продольной волны, скорости поперечной волн. На рис. 2 представлены результаты моделирования на примере одной из скважин.

В работе рассматривались две стратиграфические единицы, так как обе они представляют собой промышленный интерес на объекте исследования. Но следует отметить, что они существенно различаются по литологическим характеристикам, что наглядно представлено на диаграмме данных геофизических исследований скважин и результатах интерпретации на рис. 2. Для моделирования упругих свойств использовался одинаковый подход самосогласованнее аппроксимации эффективных модулей. Также авторами ста-

⁴Berryman J.G. Mixture theories for rock properties // In rock physics and phase relations: a handbook of physical constants / ed. T.J. Ahrens. Washington: American Geophysical Union, 1995. P. 205–228. <https://doi.org/10.1029/rf003p0205>.

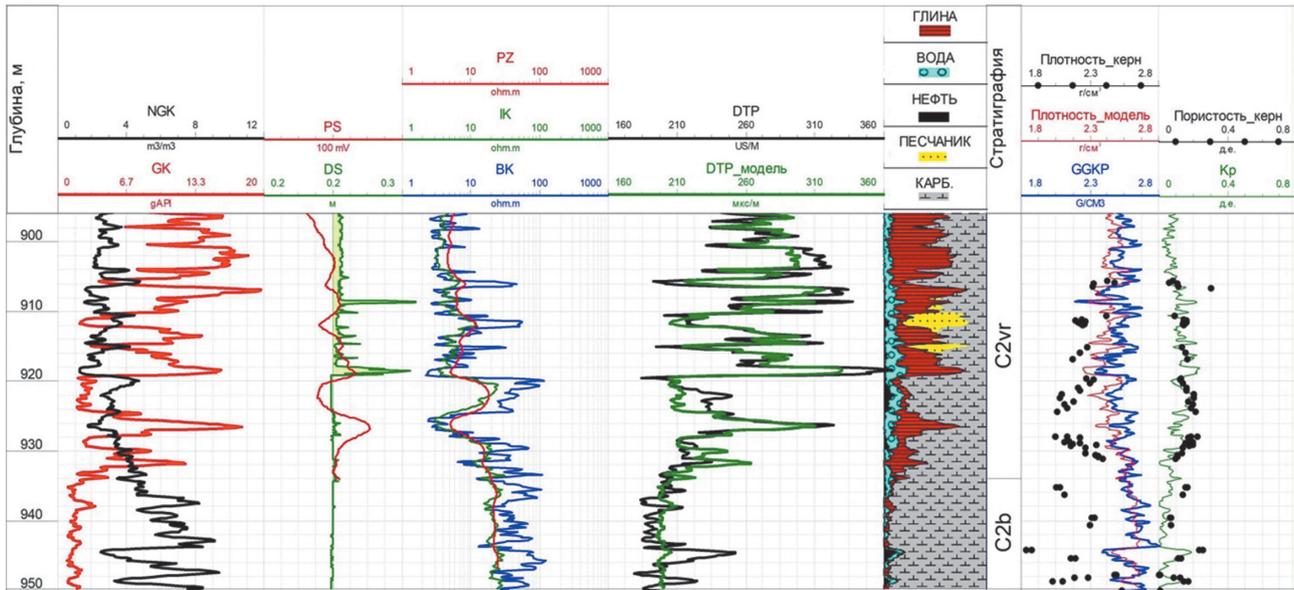


Рис. 2. Результаты петроупругого моделирования на примере одной из скважин:
NGK – нейтронный гамма-каротаж; GK – гамма-каротаж; PS – каротаж методом потенциалов самопроизвольной поляризации; IK – индукционный каротаж; BK – боковой каротаж; DTP – интервальное время продольной волны; GGKP – гамма-гамма плотностной каротаж; Кр – коэффициент пористости рассчитанный; C2b – башкирский ярус; C2vr – верейский горизонт

Fig. 2. The results of petroelastic modeling on the example of one of the wells:
NGK – neutron-gamma ray logging; GK – gamma-ray logging; PS – spontaneous polarization potential logging; IK – induction logging; BK – lateral logging; DTP – longitudinal wave slowness; GGKP – gamma-gamma density logging; Кр – calculated porosity coefficient; C2b – Bashkirian stage; C2vr – Vereian horizon

ты использовались известные петрофизические характеристики для расчетов пористости, насыщения и карбонатности, что возможно также требует более тщательного изучения для уточнения петрофизической модели. Кроме того, ни в одной из скважин, участвующих в работе не была определена скорость поперечной волны по данным геофизических исследований скважин.

Для определения достоверности результатов моделирования используется способ оценка результатов погрешности моделирования, который рассчитывается по формуле:

$$ERROR = \frac{2 * (a - b)}{(a + b)}, \quad (10)$$

где a – показания замеренных кривых; b – показания модельных кривых. Значения $ERROR$ должны быть в пределах от -0,2 до 0,2.

По результатам моделирования плотности в исследуемых скважинах можно сделать вывод, что результаты моделирования хорошо согласуются с исходными кривыми, зарегистрированными в скважинах. В большинстве случаев расхождение связано с наличием каверн. Сходимость результатов лежит в диапазоне допустимой погрешности ($\pm 0,2$), что свидетельствует о достаточно корректной петрофизической модели и возможности перехода

на дальнейшее моделирование акустических скоростей, которые непосредственно связаны с плотностью. Результат расчета ошибки на опорной скважине по параметру плотности и интервальному времени продольной волны представлен на рис. 3.

Заключение

В качестве заключения можно сделать следующие выводы:

1. Было проведено петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений с использованием модели самосогласованной аппроксимации эффективных модулей.

2. Результат сопоставления данных геофизических исследований скважин по плотностному и акустическому каротажам с модельными кривыми показывает сходимость в рамках допустимой погрешности, принятой для подобных исследований.

3. Полученные результаты показывают, что модельная плотность достаточно хорошо согласуется с данными гамма-гамма плотностного каротажа. Результаты же моделирования интервального времени по продольной волне хоть и лежат в допустимых пределах

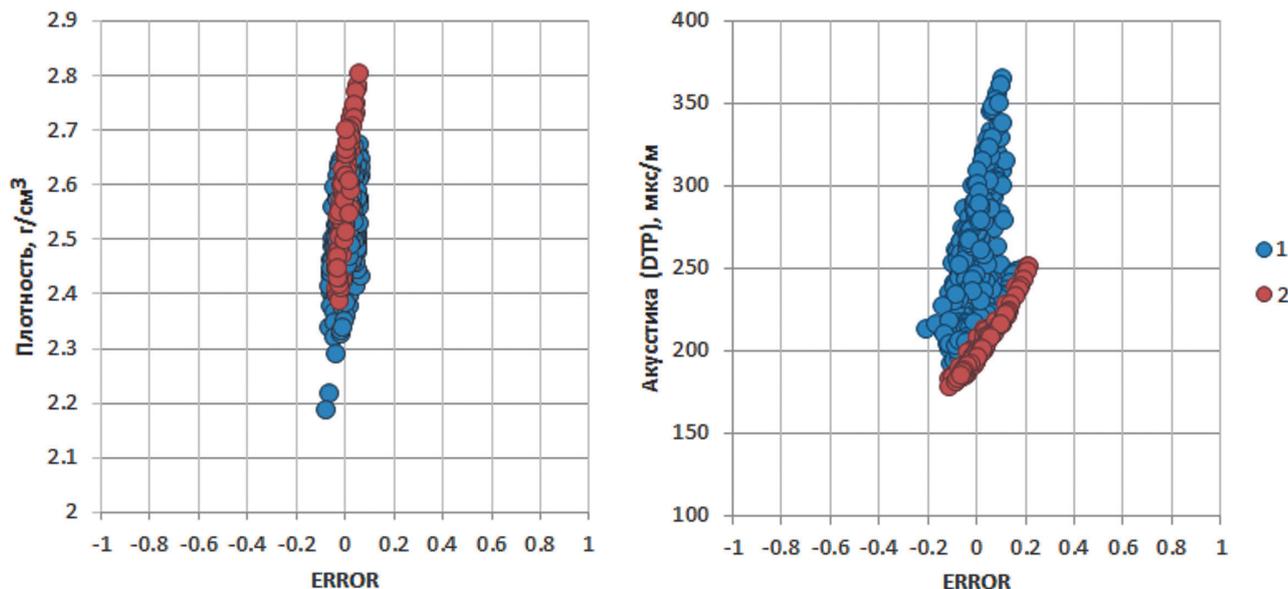


Рис. 3. Результат расчета ошибки по плотности (а) и интервальному времени продольной волны (б):
1 – верейский ярус; 2 – башкирский ярус
Fig. 3. The calculation result of density error (a) and P-wave slowness error (b):
1 – Vereiskian stage; 2 – Bashkirian stage

погрешности, все же имеют наклон относительно вертикали, более явный в башкирских отложениях. В рамках дальнейших исследований можно рассмотреть отдельный подход для петроупругого моделирования в верейских и башкирских отложениях с целью получения более точного результата моделирования.

4. Авторы работ [15, 16], проводя анализ терригенных коллекторов на нефтегазовых месторождениях Норвегии с использованием моделей физики горных пород, отмечают, что результаты петроупругого моделирования могут быть использованы либо для интерпретации наблюдаемых акустических и сейсмических

скоростей с целью определения параметров коллектора, либо для экстраполяции за пределы наблюдаемого диапазона с целью предсказания определенных сценариев «что, если» для замещения флюидов или литологии. Модели физики горных пород также могут быть использованы для оценки ожидаемых сейсмических свойств по наблюдаемым свойствам коллектора. Таким образом, полученные модельные результаты могут быть изучены в дальнейшем со стороны сейсмической инверсии и определения граничных значений для разделения на стратиграфические единицы, коллекторы – неколлекторы, насыщения в поле сейсмических параметров.

Список источников

1. Kazaryan A.A., Vakhitova G.R. Petrophysical models of achimov deposits taking into account the facial environment // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: XVII International forum-contest of students and young researchers (Saint Petersburg, 31 May – 6 June 2021). Saint Petersburg: Saint Petersburg Mining University, 2021. Vol. 2. P. 17–18. EDN: UEBEVK.
2. Yachmeneva E.A., Gilmutdinov S.R. The relationship between elastic and reservoir properties on the example of sandy deposit from one of the fields in Western Siberia // Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: 19th International multidisciplinary scientific geoconf. SGEM. Albena: STEF92 Technology Ltd, 2019. Vol. 19. P. 1141–1148. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.145>. EDN: OHLZQH.
3. Mur A., Vernik L. Testing popular rock-physics models // The Leading Edge. 2019. Vol. 38. Iss. 5. P. 350–357. <https://doi.org/10.1190/tle38050350.1>.
4. Вахитова Г.Р., Кашапова Л.М., Сахаутдинов И.Р. Прогноз пород-коллекторов по результатам петроупругого моделирования терригенных и карбонатных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 12. С. 52–58. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-52-58>. EDN: VNJMNQ.
5. Zhang J., Yin Y., Zhang G. Rock physics modelling of porous rocks with multiple pore types: a multiple-porosity variable critical porosity model // Geophysical Prospecting. 2020. Vol. 68. Iss. 3. P. 955–967. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12898>.



6. Dalvand M., Falahat R. A new rock physics model to estimate shear velocity log // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. P. 107697. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107697>.
7. Sharifi J. Multi-pore rock physics model: an intelligent approach for carbonate rocks // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 218. Iss. 1. P. 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111002>.
8. Баяк И.О. Междисциплинарный подход к определению эффективных физических свойств коллекторов // *Технологии сейсморазведки*. 2011. № 4. С. 75–82. EDN: OOPK SX.
9. Das A., Roy B., Folstad P.G., Lyngnes B., Smith B., Grandi A. Modeling dynamic elastic properties of compacting chalk reservoirs using an integrated rock-physics workflow: a case study in the Ekofisk Field, Norway // *The Leading Edge*. 2016. Vol. 35. Iss. 6. P. 516–522. <https://doi.org/10.1190/tle35060516.1>.
10. Dræge A. Constrained rock physics modeling // *The Leading Edge*. 2009. Vol. 28. Iss. 1. P. 76–80. <https://doi.org/10.1190/1.3064149>.
11. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles // *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1963. Vol. 11. Iss. 5. P. 357–372. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(63\)90036-X](https://doi.org/10.1016/0022-5096(63)90036-X).
12. Brie A., Pampuri F., Marsala A.F., Meazza O. Shear sonic interpretation in gas-bearing sands // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1995. <https://doi.org/10.2118/30595-ms>.
13. Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids // *Geophysics*. 1992. Vol. 57. Iss. 11. P. 1396–1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>.
14. Hill R. A self-consistent mechanics of composite materials // *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1965. Vol. 13. Iss. 4. P. 213–222. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(65\)90010-4](https://doi.org/10.1016/0022-5096(65)90010-4).
15. Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W. Oil sands: rock physics analysis from Well Data, Alberta, Canada // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2012. P. 1–5. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0861.1>.
16. Avseth P., Bjørlykke K. Explorational rock physics: the link between geological processes and geophysical observables // *Petroleum Geoscience* / ed. K. Bjørlykke. New York: Springer, 2015. P. 403–426. https://doi.org/10.1007/978-3-642-02332-3_18.

References

1. Kazaryan A.A., Vakhitova G.R. Petrophysical models of Achimov deposits taking into account the facial environment. In: *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: 17th International forum-contest of students and young researchers*. 31 May – 6 June 2021, Saint Petersburg. Saint Petersburg: Saint Petersburg Mining University; 2021, vol. 2, p. 17-18. EDN: UEBEVK.
2. Yachmeneva E.A., Gilmutdinov S.R. The relationship between elastic and reservoir properties on the example of sandy deposit from one of the fields in Western Siberia. In: *Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: 19th International multidisciplinary scientific geoconf. SGEM*. Albena: STEF92 Technology Ltd; 2019, vol. 19, p. 1141-1148. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.145>. EDN: OHLZQH.
3. Mur A., Vernik L. Testing popular rock-physics models. *The Leading Edge*. 2019;38(5):350-357. <https://doi.org/10.1190/tle38050350.1>.
4. Vakhitova G.R., Kashapova L.M., Sakhautdinov I.R. Rock-reservoirs prediction by the results of petro-elastic modeling of terrigenous and carbonate deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2018;12:52-58. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-52-58>. EDN: VNJMNQ.
5. Zhang J., Yin Y., Zhang G. Rock physics modelling of porous rocks with multiple pore types: a multiple-porosity variable critical porosity model. *Geophysical Prospecting*. 2020;68(3):955-967. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12898>.
6. Dalvand M., Falahat R. A new rock physics model to estimate shear velocity log. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;196:107697. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107697>.
7. Sharifi J. Multi-pore rock physics model: an intelligent approach for carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;218(1):1-12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111002>.
8. Bayuk I.O. Multidiscipline approach to determination of effective physical properties of reservoir rocks. *Tekhnologii sejsmorazvedki*. 2011;4:75-82. (In Russ.). EDN: OOPK SX.
9. Das A., Roy B., Folstad P.G., Lyngnes B., Smith B., Grandi A. Modeling dynamic elastic properties of compacting chalk reservoirs using an integrated rock-physics workflow: a case study in the Ekofisk Field, Norway. *The Leading Edge*. 2016;35(6):516-522. <https://doi.org/10.1190/tle35060516.1>.
10. Dræge A. Constrained rock physics modeling. *The Leading Edge*. 2009;28(1):76-80. <https://doi.org/10.1190/1.3064149>.
11. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1963;11(5):357–372. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(63\)90036-X](https://doi.org/10.1016/0022-5096(63)90036-X).
12. Brie A., Pampuri F., Marsala A.F., Meazza O. Shear sonic interpretation in gas-bearing sands. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers; 1995. <https://doi.org/10.2118/30595-ms>.
13. Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*. 1992;57(11):1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>.
14. Hill R. A self-consistent mechanics of composite materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1965;13(4):213-222. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(65\)90010-4](https://doi.org/10.1016/0022-5096(65)90010-4).
15. Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W. Oil sands: rock physics analysis from Well Data, Alberta, Canada. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2012;1-5. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0861.1>.



16. Avseth P., Bjørlykke K. Explorational rock physics: the link between geological processes and geophysical observables. In: Bjørlykke K. (ed.). *Petroleum Geoscience*. New York: Springer; 2015, p. 403-426. https://doi.org/10.1007/978-3-642-02332-3_18.

Информация об авторах / Information about the authors



Ячменёва Екатерина Анатольевна,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геофизики и геоинформационных технологий,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, Россия,
✉ eaayachmenjova@int.kpfu.ru
<http://orcid.org/0000-0003-1067-2452>
Ekaterina A. Yachmeneva,
Cand. Sci. (Geol. & Mineral),
Associate Professor of the Department of Geophysics
and Geoinformation Technologies,
Institute of Geology and Petroleum Technologies,
Kazan (Volga Region) Federal University,
Kazan, Russia,
✉ eaayachmenjova@int.kpfu.ru
<http://orcid.org/0000-0003-1067-2452>



Батталова Эльвира Маратовна,
студент,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, Россия,
elvira.battalova.2000@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0009-1252-5844>
Elvira M. Battalova,
Student,
Institute of Geology and Petroleum Technologies,
Kazan (Volga Region) Federal University,
Kazan, Russia,
elvira.battalova.2000@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0009-1252-5844>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Е.А. Ячменёва выполнила исследовательскую работу, на основании полученных результатов провела обобщение, подготовила рукопись к печати.

Э.М. Батталова провела обработку и интерпретацию материалов геофизических исследований скважин и керна материала.

Ekaterina A. Yachmeneva performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Elvira M. Battalova processed and interpreted the data of geophysical surveys of wells and core material.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов
The authors declare no conflicts of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 07.05.2024; одобрена после рецензирования 05.06.2024; принята к публикации 13.06.2024.

The article was submitted 07.05.2024; approved after reviewing 05.06.2024; accepted for publication 13.06.2024.