

**Сейсмическая инверсия с получением параметров Ламе: эффективный подход к изучению карбонатных коллекторов**

М. С. Голубева (Новосибирский государственный университет),  
В. Д. Корчуганов (Новосибирский государственный университет)

Сейсмическая инверсия является ключевым инструментом количественного прогноза, традиционно используемым для получения акустического импеданса ( $AI$ ) и соотношения скоростей волн ( $Vp/Vs$ ). Однако в карбонатных толщах возникают особенности, требующие специализированных подходов. В работе авторами предлагается использовать синхронную инверсию с получением параметров Ламе ( $\lambda$ ,  $\mu$ ) и плотности как более информативный инструмент для таких разрезов. Применительно к данным Оренбургской области такой подход обеспечил значительный прирост информативности инверсии по сравнению с классической постановкой ( $AI$ ,  $Vp/Vs$ ): коэффициенты корреляции для модулей  $\lambda$  и  $\mu$  со скважинными данными составили от 0.80 до 0.89, тогда как для  $AI$  и  $Vp/Vs$  эти значения варьировались от 0.61 до 0.77.

**Ключевые слова:** сейсмическая инверсия, параметры Ламе, петрофизические шаблоны, количественный прогноз, аппроксимация Грея.

**Seismic inversion for deriving Lamé parameters: an effective approach to carbonate reservoir characterization**

M. S. Golubeva (Novosibirsk State University), V. D. Korchuganov (Novosibirsk State University)

Seismic inversion is a key quantitative forecasting tool that is traditionally employed to derive acoustic impedance ( $AI$ ) and the P- to S-wave velocity ratio ( $Vp/Vs$ ). However, carbonate formations exhibit a range of geological and petrophysical complexities that require specialized approaches. In this study, the authors propose simultaneous inversion for retrieving the Lamé parameters ( $\lambda$ ,  $\mu$ ) and density as a more informative technique for such intervals. Applied to seismic data from the Orenburg region, this approach provided a substantial increase in inversion informativeness compared with the classical parameterization ( $AI$ ,  $Vp/Vs$ ): correlation coefficients between the derived  $\lambda$  and  $\mu$  attributes and well data ranged from 0.80 to 0.89, whereas those for  $AI$  and  $Vp/Vs$  varied from 0.61 to 0.77.

**Keywords:** seismic inversion, Lamé parameters, rock physics templates, quantitative forecast, Gray approximation.

## Введение

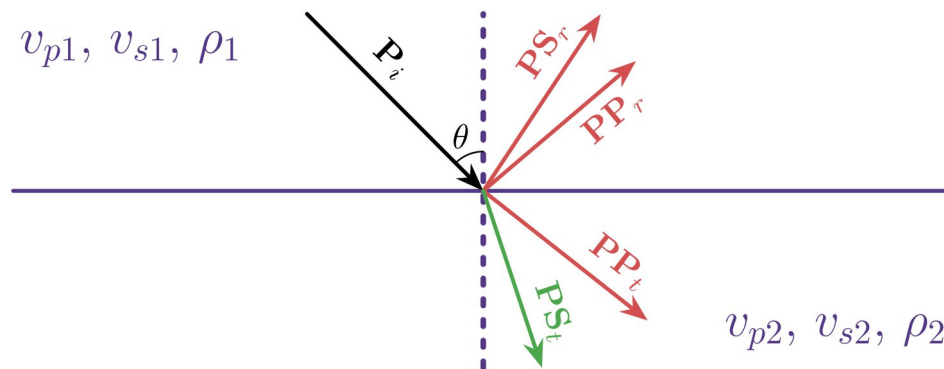
В последние годы для изучения геологических объектов активно развиваются методы количественной интерпретации, в частности сейсмическая инверсия — технология восстановления упругих параметров горных пород из сейсмических данных. Особую актуальность сейсмическая инверсия приобретает при изучении карбонатных коллекторов, поскольку они содержат значительную часть мировых запасов углеводородов. Однако именно в условиях карбонатных толщ задача инверсии становится особенно сложной [1]. Слабая контрастность упругих свойств делает результат крайне чувствительным к выбору параметризации и инверсионного подхода.

Широкое распространение в мировой практике анализа карбонатных коллекторов получил так называемый LMR-подход (Lambda-Mu-Rho), основанный на исследовании кроссплотов параметров  $\lambda\rho$  и  $\mu\rho$ , восстановленных в результате синхронной сейсмической инверсии. Считается, что именно в таком параметрическом пространстве карбонатные породы разделяются наиболее выразительно, тогда как традиционная постановка через акустический импеданс и отношение  $V_p/V_s$  демонстрирует значительно меньшую информативность. Так, в работах [2, 3] впервые подчеркивается особая роль петрофизического шаблона LMR для описания, в том числе, карбонатных резервуаров. Более современные исследования показывают, что использование кроссплотов  $\lambda\rho$ - $\mu\rho$  позволяет уверенно выделять вариации литотипов и флюидонасыщенности даже при слабой амплитудной выраженности, характерной для карбонатных толщ. В ряде кейсов [4, 5] продемонстрировано, что параметры  $\lambda\rho$  и  $\mu\rho$  обладают более устойчивой связью с пористостью, минералогией и типом насыщения по сравнению с импедансом и отношением  $V_p/V_s$ , а также в меньшей степени подвержены неоднозначности интерпретации.

В настоящей работе выполнена синхронная инверсия сейсмических данных с получением параметров Ламе по аппроксимации Грея. Рассмотрена устойчивость решения обратной задачи в пределах карбонатного разреза и проанализирована применимость восстановленных параметров для прогнозирования распространения коллекторов на примере материалов по участку в пределах Рубежинского прогиба (Оренбургская область). В результате упругие компоненты  $\mu$  и  $\lambda$  в аппроксимации Грея восстановлены с коэффициентами корреляции выше 0.80 для всех использованных в работе скважин, тогда как классическая постановка позволила уверенно восстановить лишь акустический импеданс.

## Теория и метод

Рассмотрим две изотропные полусферы, имеющие плоскую поверхность контакта, на которую падает плоская продольная волна. Первая полусфера характеризуется свойствами  $\{v_{p1}, v_{s1}, \rho_1\}$ , а вторая  $\{v_{p2}, v_{s2}, \rho_2\}$  соответственно. При наклонном падении Р-волны на границу двух сред образуются отраженная и проходящая Р-волны, а также отраженная и проходящая обменные S-волны (рис. 1).



**Рисунок 1.** Схема отражения и прохождения при наклонном падении продольной волны на границу раздела двух сред

Углы падения, отражения и прохождения на границе для всех волн определяются законом Снеллиуса:

$$\frac{\sin \theta}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_{PP}}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_{PS}}{v_{s1}} = \frac{\sin \theta_{PPt}}{v_{p2}} = \frac{\sin \theta_{PS_t}}{v_{s2}}. \quad (1)$$

Коэффициенты отражения и прохождения  $R_{PP}$ ,  $R_{PS}$ ,  $T_{PP}$ ,  $T_{PS}$  (от англ. reflection и transmission) определяются как отношение амплитуд отраженных и проходящих волн к амплитуде падающей волны [6]. Решение задачи определения этих параметров было дано Cargill Gilston Knott в 1899 г. и независимо от него Karl Bernhard Zoeppritz в 1907 г. в виде следующей системы уравнений [7]:

$$\begin{bmatrix} R_{PP} \\ R_{PS} \\ T_{PP} \\ T_{PS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \varphi_1 & \sin \theta_2 & \cos \varphi_1 \\ \cos \theta_1 & -\sin \varphi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \varphi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{v_{p1}}{v_{s1}} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 v_{s2}^2 v_{p1}}{\rho_1 v_{s1}^2 v_{p2}} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 v_{s2} v_{p1}}{\rho_1 v_{s1}^2} \cos 2\varphi_2 \\ -\cos 2\varphi_1 & \frac{v_{s1}}{v_{p1}} \sin 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 v_{p2}}{\rho_1 v_{p1}^2} \cos 2\varphi_2 & \frac{\rho_2 v_{s2}}{\rho_1 v_{p1}^2} \sin 2\varphi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\varphi_1 \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где  $\theta_1$  — угол падения волны;  $\theta_2$  — угол прохождения волны (P);  $\varphi_1$  — угол отражения (S);  $\varphi_2$  — угол прохождения (S).

Уравнения нелинейны относительно входных параметров и сложны для интерпретации. В силу этого их прямое использование в интерпретации до сих пор остается весьма ограниченным. Компромиссным решением, легко вычисляемым и интерпретируемым, стало применение широкого семейства линеаризованных аппроксимаций этих уравнений. Общий принцип их построения следующий: строится линейная комбинация нескольких переменных в зависимости от параметризации:

$$R_{PP} = AR_1 + BR_2 + CR_3, \quad (3)$$

где  $A, B, C$  — угловые коэффициенты аппроксимации, а  $R_m$  — контрасты  $m$  параметров среды, определенных параметризацией ( $v_p, v_s, \rho$  или их сочетания). Под контрастом зачастую подразумевается линеаризация относительно логарифмов параметра [8]:

$$R_m = 0.5 (\ln P_{i+1} - \ln P_i), \quad (4)$$

где  $P$  — упругий параметр среды. Такое приближение, очевидно, справедливо только при условии малости контрастов ( $|R_m| \ll 1$ ). Сами же аппроксимации в условиях допустимых контрастов зачастую справедливы только для достаточно ограниченного диапазона углов падения  $\theta_1$  (примерно до  $30^\circ$ ), что не делает их менее полезными на практике.

В таблице 1 приведены наиболее распространенные линеаризации уравнения Кнота — Цеппритца ( $K = (V_s/V_p)^2, \sec(\theta) = 1/\cos(\theta)$ ).

**Таблица 1. Линеаризованные аппроксимации уравнения Кнота — Цеппритца**

	R1	R2	R3	A(θ)	B(θ)	C(θ)
Аки — Ричардс, 1980	$R_{V_p}$	$R_{V_s}$	$R_\rho$	$\sec^2\theta$	$-8K \cdot \sin^2\theta$	$1 - 4K \cdot \sin^2\theta$
Фатти, 1994	$R_{AI}$	$R_{GI}$	$R_\rho$	$\sec^2\theta$	$-8K \cdot \sin^2\theta$	$4K \cdot \sin^2\theta - \tan^2\theta$
Грей, 1999	$R_\lambda$	$R_\mu$	$R_\rho$	$(0.5 - K) \cdot \sec^2\theta$	$K \cdot (\sec^2\theta - 4 \cdot \sin^2\theta)$	$1 - 0.5 \cdot \sec^2\theta$
Грей, 2002	$R_K$	$R_\mu$	$R_\rho$	$(0.5 - 0.75K) \cdot \sec^2\theta$	$K(2/3 \cdot \sec^2\theta - 4 \cdot \sin^2\theta)$	$1 - 0.5 \cdot \sec^2\theta$
Шуэ, 2002	$R_{AI}$	$R_{V_s/V_p}$	$R_\rho$	$\sec^2\theta - 8K \cdot \sin^2\theta$	$8K \cdot \sin^2\theta$	$4K \cdot \sin^2\theta - \tan^2\theta$

Используя описанные выше способы прямого моделирования, задачу сейсмической синхронной инверсии можно сформулировать так:

$$\phi(x) = \|\hat{S} - S\|_2^2 = \|\hat{S} - WR_{PP}\|_2^2 \rightarrow \min, \quad (5)$$

где  $\hat{S}$  — наблюдаемое волновое поле,  $S$  — волновое поле, полученное в результате прямого моделирования,  $W$  — оператор свертки с сейсмическим вейвлетом. Решение может быть получено градиентными методами, такими как метод сопряженных градиентов, градиентный спуск и т. д.

В работе исследуется решение задачи инверсии в аппроксимации Грея. Аппроксимация Грея, предложенная в 1999 году (таб. 1), позволяет сформулировать уравнение Цеппригца в контексте фундаментальных параметров волнового уравнения —  $\lambda$  и  $\mu$ . В рамках AVO-анализа такая постановка задачи показывает, что при изменении порового флюида существенно меняется эффективная сжимаемость каркаса, тогда как сдвиговая жесткость в первом приближении контролируется минералогией и текстурой матрицы; отсюда следует, что атрибут  $\lambda$  является в первую очередь индикатором флюида, а  $\mu$  — индикатором литологии.

В контексте карбонатных пород петрофизический шаблон  $\lambda$ - $\mu$  или  $\lambda\rho$  и  $\mu\rho$  характеризуется более существенной различимостью литотипов, нежели в классических  $AI$ ,  $SI$ ,  $Vp/Vs$  шаблонах [2]. Так, параметры могут быть нанесены на оси графика кроссплота и проанализированы вручную либо алгоритмически.

Расчет инверсии и последующая интерпретация ее результатов выполнены в программном модуле количественной интерпретации данных сейсморазведки VersaBox, разрабатываемым коллективом Новосибирского государственного университета (НГУ) [9]. Выполнены упругая синхронная инверсия и классификация ее результатов на литотипы «коллектор»/«неколлектор» методом Random Forest [10].

## **Геологическая характеристика района и используемый комплекс данных**

Район исследований расположен в пределах Рубежинского прогиба (южная часть Бузулукской впадины) на территории Оренбургской области. В тектоническом плане территория характеризуется развитой сетью разломов и значительной мощностью осадочного чехла. Исследования сфокусированы на отложениях каменноугольного и девонского возраста, которые залегают на глубинах до 4700 м.

Литологически изучаемый интервал представлен сочетанием карбонатных и терригенных толщ. В карбонатной части разреза присутствуют как толщи, сложенные рифогенными постройками, так и пласты плотных известняков с зонами развития кавернозно-пористых, вторичных трещиноватых доломитов вблизи разломов [11]. В меньшей степени в разрезе присутствуют также терригенные отложения, в том числе с наличием клиноформных комплексов [12].

В основу исследования положен комплекс геофизических данных, включающий:

- набор из пяти частично-кратных сейсмических сумм, охватывающих диапазоны: 0–8°, 6–14°, 12–20°, 18–26° и 24–35°;

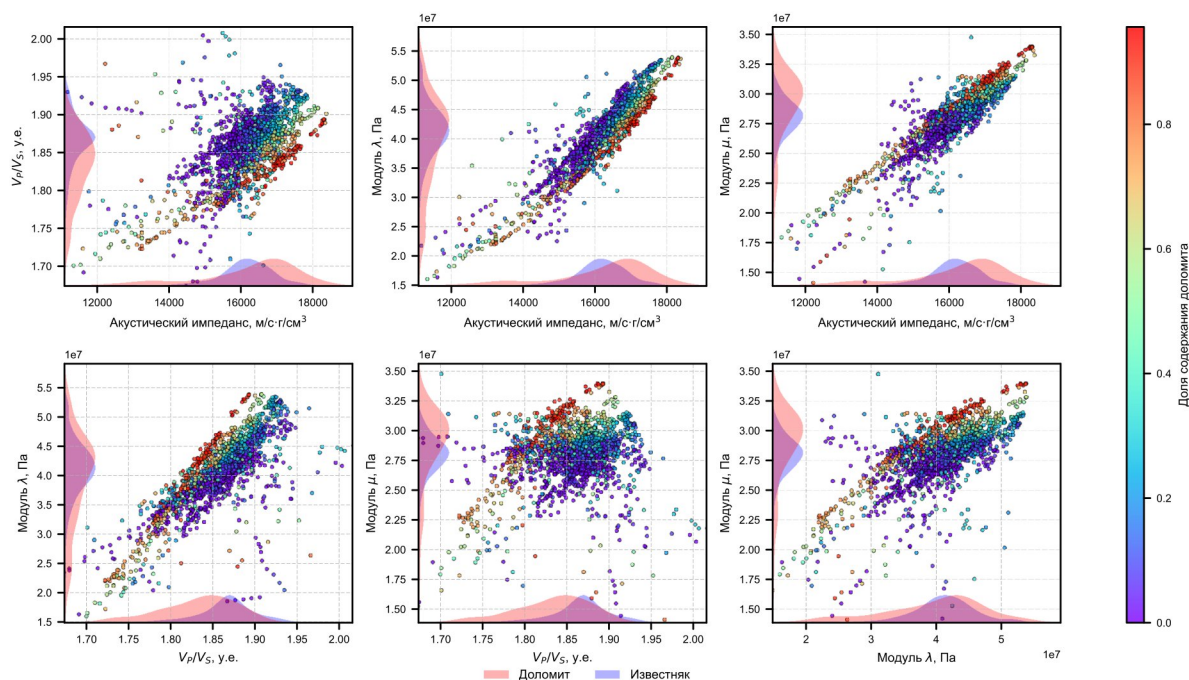


- комплекс ГИС (геофизических исследований скважин) по пяти скважинам, включающий кривые широкополосного акустического и гамма-гамма плотностного каротажей.

Традиционно для обоснования проведения сейсмической инверсии принято предварительно рассматривать разделение литотипов в поле упругих параметров [13]. Такой анализ проводится по данным ГИС в изучаемом интервале разреза.

В рамках статьи в качестве примера детальной интерпретации был выбран интервал, который включает в себя карбонатные отложения эйфельского яруса (бийско-афонинская толща). Наличие коллектора в них принято связывать с трещиноватыми и кавернозными зонами, обусловленными гидротермальной доломитизацией [14].

На кроссплотах, отражающих влияние степени доломитизации известняка на значения упругих параметров (рис. 2), видно, что функции плотности вероятности литотипов известняк-доломит формируют частично пересекающиеся области, однако при этом все-таки прослеживается ряд закономерностей. В интервалах с более высокой доломитизацией наблюдаются повышенные значения модуля  $\mu$  и акустического импеданса, в то время как модуль  $\lambda$  и отношение  $V_p/V_s$  имеют широкий диапазон значений.



**Рисунок 2.** Зависимости упругих свойств для бийско-афонинской толщи разреза. Цветом показано изменение объемного содержания доломита. На осях нанесены функции плотности вероятности для литотипов доломит (красный) и известняк (синий)

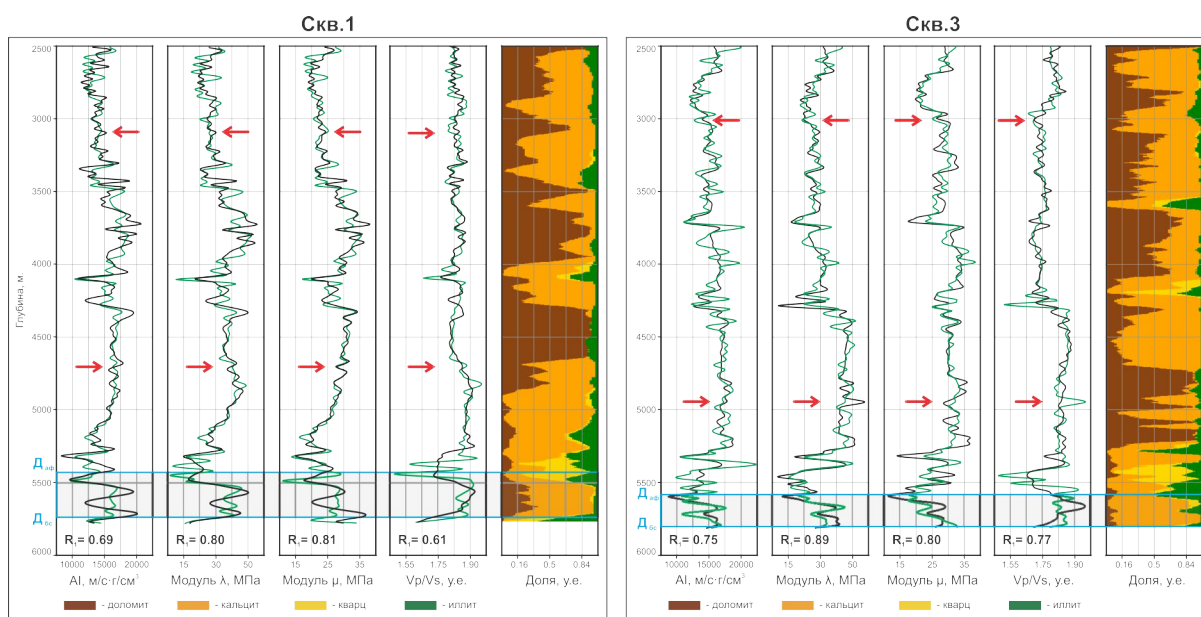
Несмотря на неоднозначность распределений, параметр  $\mu$  демонстрирует наиболее выраженную чувствительность к изменению литологии в пределах изучаемого интервала. Это подчеркивает практическую значимость параметризации Грея: использование параметров Ламе — и особенно компоненты  $\mu$  — позволяет выделить те различия, которые слабо проявляются в традиционных атрибутах ( $AI$  и  $Vp/Vs$ ), и тем самым обеспечивает более информативную основу для прогноза возможных зон распространения коллектора, которые связаны с развитием доломитизации по известнякам.

## Результаты

С использованием описанных данных проведена синхронная инверсия в аппроксимации Грея.

Для контроля качества (quality control, QC) результатов инверсии сейсмических данных было проведено сравнение расчетных упругих параметров с данными ГИС, приведенными к сейсмической полосе частот (рис. 3). Параметризация на основе аппроксимации Грея позволила получить решение, адекватно описывающее геологическую среду. Алгоритм показал устойчивые результаты в интервале, где создается резкий контраст упругих свойств за счет смены терригенных и карбонатных пород. Важно отметить, что эта устойчивость решения сохраняется даже в пределах карбонатных интервалов (указаны на рис. 3 красными стрелками), для которых характерно присутствие рифовых построек в разрезе и которые описываются низким контрастом упругих свойств. Количественная оценка точности по скважинным данным показала высокую степень соответствия: значения коэффициентов корреляции для параметров  $\lambda$  и  $\mu$  достигают 0.80 и выше.

Также был применен традиционный подход инверсии с восстановлением  $AI$  и  $Vp/Vs$  для сравнения с полученным результатом. Графики контроля качества инверсии (QC-плоты) демонстрируют его значительно меньшую эффективность: наблюдается слабое совпадение форм и амплитуд пиков кривых, что свидетельствует о неспособности данного метода достоверно восстановить петрофизические характеристики разреза в изучаемых условиях.

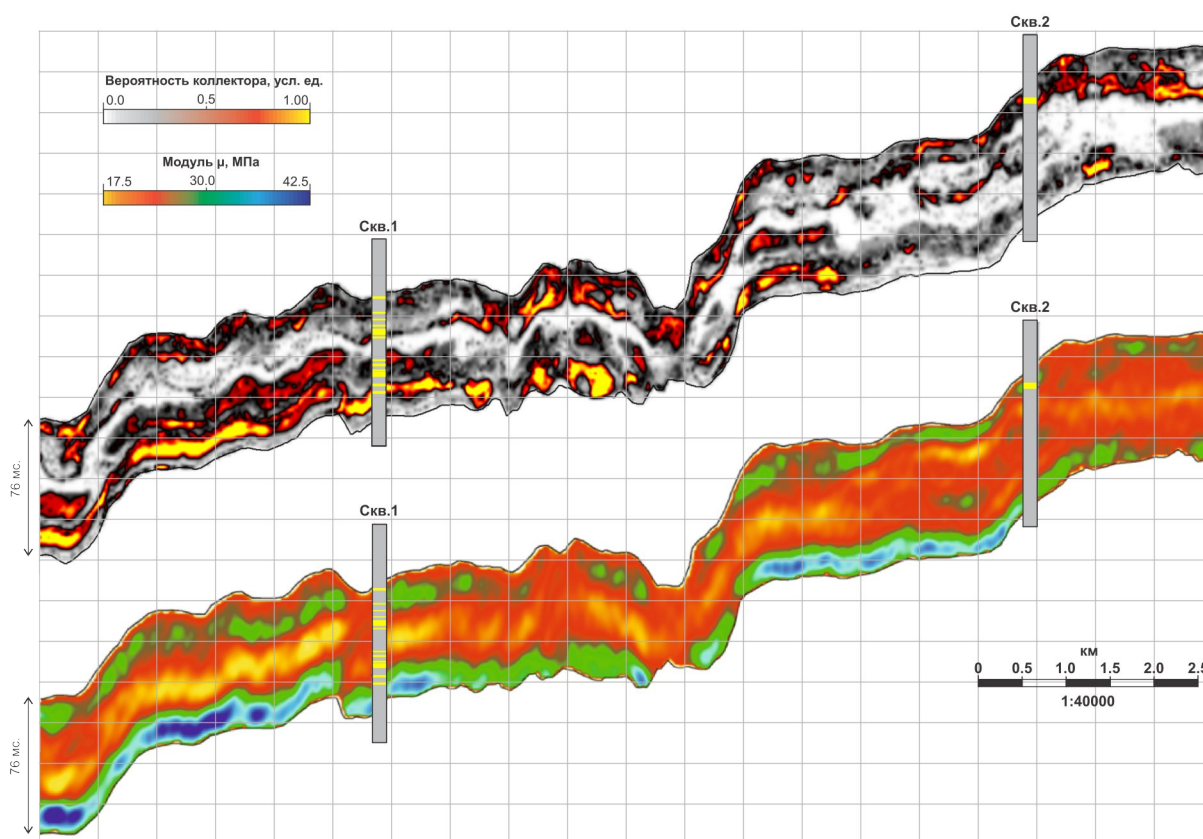


**Рисунок 3.** Планшеты результатов классической и LMR сейсмических инверсий для скв. 1 и скв. 3: кривые ГИС обозначены черным, кривые инверсии обозначены зеленым. Цветное изображение представляет из себя объемную минералогическую модель с относительным содержанием минеральных компонентов

Объемный прогноз зон вероятного развития коллектора результатов инверсии был выполнен с использованием алгоритма Random Forest, где в качестве признаков модели применены инверсионные параметры Ламе.

На рисунке 4 показан разрез прогнозного куба, отражающий вероятностное распределение коллектора в пределах карбонатов эйфельского яруса. Также на рисунке 4 показан в качестве примера разрез одного из восстановленных в результате синхронной инверсии упругих параметров —  $\mu$ . Зоны повышенной вероятности имеют прерывистый и неравномерный характер, что согласуется со сложной природой гидротермальной доломитизации. Их пространственное положение в целом соответствует интервалам, где в пределах скважин отмечен коллектор (желтым цветом на рис. 4) по данным РИГИС (результаты интерпретации геофизических исследований скважин), однако из-за ограниченной разрешающей способности сейсмических данных прогноз следует рассматривать как ориентировочный.





**Рисунок 4.** Интервал эйфельских карбонатов (бийско-афонинская толща). На верхнем разрезе показан прогноз распространения коллектора по результатам LMR-инверсии. Нижний разрез представляет разрез модуля  $\mu$

Совместный анализ восстановленных параметров Ламе и результата прогноза распространения коллектора, полученного с помощью алгоритма машинного обучения, показывает, что использование  $\lambda$  и  $\mu$  позволяет выделить зоны, потенциально отличающиеся по степени карбонатной переработки. Однако интерпретация таких аномалий требует осторожности и опоры на данные ГИС: совпадение признаков наблюдается не во всех интервалах, что отражает сложный характер карбонатного коллектора и вероятностную природу прогноза.

## Выводы

Проведенные исследования показали высокую информативность LMR сейсмической инверсии при анализе карбонатных разрезов. Для данных Оренбургской области результаты такой инверсии продемонстрировали высокую согласованность с данными ГИС: коэффициенты корреляции между восстановленными модулями  $\lambda$  и  $\mu$  и скважинными данными составили 0.80–0.89, тогда как для традиционно используемых атрибутов —  $AI$  и отношения  $Vp/Vs$  — эти значения варьировались от 0.61 до 0.77.

Совместное использование инверсии в параметризации Грея и алгоритма Random Forest способствовало выделению зон с повышенной вероятностью развития коллектора.

Таким образом, LMR-инверсия может рассматриваться как перспективный инструмент анализа слабоконтрастных карбонатных разрезов, расширяющий возможности существующих подходов к интерпретации сейсмических данных.

## **Благодарности**

Авторы выражают глубокую признательность д. ф.-м. н. Г. М. Митрофанову, к. ф.-м. н. А. А. Дучкову за координацию исследований. Отдельная благодарность коллективу разработки программного модуля VersaBox за предоставленный доступ к инструментам динамической интерпретации, а также коллективу «Газпромнефть НТЦ» за плодотворное сотрудничество. Работа была выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSUS-2025-0015).

## **Acknowledgements**

The authors would like to thank G. M. Mitrofanov (D.Sc. in Physics and Mathematics) and A. A. Duchkov (PhD in Physics and Mathematics) for their coordination of the research. Special thanks are extended to the development team of the “VersaBox” software module for providing access to dynamic interpretation tools, as well as to the Gazpromneft STC LLC team for productive collaboration. The study is supported by grant FSUS-2025-0015 of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

## **Список литературы**

1. Фагерева В. А. Расширение возможностей синхронной инверсии в карбонатах с использованием седиментологического концепта // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — Т. 8. — № 4. — С. 115–120. — <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-115-120>.
2. Goodway B. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters / B. Goodway, T. Chen, J. Downton // 67th Annual International Meeting, SEG: Expanded Abstracts. — Dallas, 1997. — Pp. 183–186.
3. Gray F. D. Case histories. Inversion for rock properties / F. D. Gray, E. A. Andersen // 62nd EAGE Conference & Exhibition. — Glasgow, 2000.

4. Urosevic M. LMR. A robust reservoir properties indicator in carbonate reservoirs / M. Urosevic, S. Amiri Besheli, S. S. Hendi, J. Vali // 66th EAGE Conference & Exhibition. — Paris, 2004.
5. Reza M. F. Carbonate reservoir characterization using simultaneous inversion in field “X” / M. F. Reza, M. S. Rosid, M. W. Haidar // AIP Conference Proceedings. — 2019. — Vol. 2168. — <https://doi.org/10.1063/1.5132450>.
6. Воскресенский Ю. Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов / Воскресенский Ю. Н. — Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001.
7. Aki K. Quantitative Seismology / Aki K., Richards P. G. — San Francisco: W. H. Freeman, 1980.
8. Oldenburg D. W. Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms / Oldenburg D. W., Scheuer T., Levy S. // Geophysics. — 1983. — Vol. 48. — № 10. — Pp. 1318–1337.
9. Корчуганов В. Д. Simultaneous VersaBox — программный комплекс амплитудной синхронной сейсмической инверсии / Корчуганов В. Д., Побежимов Е. А // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025611730. — 2024.
10. Breiman L. Random forests / Breiman L. // Machine Learning. — 2001. — Vol. 45. — № 1. — Pp. 5–32.
11. Вилесов А. П. Верхнепалеозойские рифовые системы Рубежинского прогиба (южная часть Бузулукской впадины) / Вилесов А. П., Леденев В. С., Солодов Д. В., Филичев А. В., Богомолова Н. В., Макарова Л. И., Гребенкина Н. Ю., Казачкова А. Г., Сидубаев А. С. // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — Т. 6. — № 3. — С. 30–42. — <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>.
12. Гребенкина Н. Ю. Воробьевский терригенный комплекс западной части Рубежинского прогиба: новые данные об особенностях строения и перспективах нефтегазоносности. / Гребенкина Н. Ю., Екименко А. В., Вилесов А. П., Леденев В. С., Сидубаев А. С. // Санкт-Петербург 2023. Геонауки: время перемен, время перспектив. — Санкт-Петербург, 2023. — С. 35–38.
13. Bacon M. Seismic amplitude: an interpreter’s handbook. / Bacon M., Simm R. — Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
14. Вилесов А. П. Генезис доломитовых коллекторов бийско-афонинской карбонатной толщи Оренбургской области/ Вилесов А. П., Чертина К.

Н., Воронцов И. П., Девятка Н. П. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 11. — С. 25–34.

## References

1. Fagereva V. A. Expanding the possibilities of synchronous inversion in carbonates using a sedimentological concept // PROneft. Professionally about Oil. — 2023. — Vol. 8. — № 4. — Pp. 115–120. — <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-115-120> (in Russ.).
2. Goodway B. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters / B. Goodway, T. Chen, J. Downton // 67th Annual International Meeting, SEG: Expanded Abstracts. — Dallas, 1997. — Pp. 183–186.
3. Gray F. D. Case histories. Inversion for rock properties / F. D. Gray, E. A. Andersen // 62nd EAGE Conference & Exhibition. — Glasgow, 2000.
4. Urosevic M. LMR. A robust reservoir properties indicator in carbonate reservoirs / M. Urosevic, S. Amiri Besheli, S. S. Hendi, J. Vali // 66th EAGE Conference & Exhibition. — Paris, 2004.
5. Reza M. F. Carbonate reservoir characterization using simultaneous inversion in field “X” / M. F. Reza, M. S. Rosid, M. W. Haidar // AIP Conference Proceedings. — 2019. — Vol. 2168. — <https://doi.org/10.1063/1.5132450>.
6. Voskresensky Yu. N. Study of amplitude variation in seismic reflections for hydrocarbon exploration and prospecting / Voskresensky Yu. N. — Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2001 (in Russ.).
7. Aki K. Quantitative Seismology / Aki K., Richards P. G. — San Francisco: W. H. Freeman, 1980.
8. Oldenburg D. W. Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms / Oldenburg D. W., Scheuer T., Levy S. // Geophysics. — 1983. — Vol. 48. — № 10. — Pp. 1318–1337.
9. Korchuganov V. D. Simultaneous VersaBox: software package for amplitude simultaneous seismic inversion / Korchuganov V. D., Pobezhimov E. A. // Certificate of state registration of computer software № 2025611730. — 2024 (in Russ.).
10. Breiman L. Random forests / Breiman L. // Machine Learning. — 2001. — Vol. 45. — № 1. — Pp. 5–32.

11. Vilesov A. P. Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough (southern part of the Buzuluk Depression) / Vilesov A. P., Ledenev V. S., Solodov D. V., Filichev A. V., Bogomolova N. V., Makarova L. I., Grebenkina N. J., Kazachkova A. G., Sidubaev A. S. // PROneft. Professionally about Oil. — 2021. — Vol. 6. — № 3. — Pp. 30–42. — <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42> (in Russ.) (in Russ.).
12. Grebenkina N. Yu. The Vorobyevsky terrigenous complex of the western part of the Rubezhinsky trough: new data on structural features and petroleum potential / Grebenkina N. Yu., Ekimenko A. V., Vilesov A. P., Ledenev V. S., Sidubaev A. S. // Geosciences: Time of Change, Time of Opportunities. — Saint Petersburg, 2023. — Pp. 35–38 (in Russ.).
13. Bacon M. Seismic amplitude: an interpreter's handbook. / Bacon M., Simm R. — Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
14. Vilesov A. P. Genesis of dolomite reservoirs of biysk-afonian carbonate complex in Orenburg region / Vilesov A. P., Chertina K. N., Vorontsov I. P., Devyatka N. P. // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. — 2014. — № 11. — Pp. 25–34 (in Russ.).