

УДК 550.834

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2026-65-3-120-126

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛОЖЕНИЯ ПРОНИ И ФАЗОВОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Вита Викторовна Калашникова¹✉, Юрий Петрович Ампилов²

¹ Пре Стак Солюшинс-ГЕО ✉, Осло, Норвегия; vita@pss-geo.com, <https://orcid.org/0009-0004-4075-8200>

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; yury@ampilov.ru

Аннотация. Совместный анализ сейсмических данных, разложенных методами Прони и фазовой декомпозиции, позволяет выявить залежи углеводородов на постстекловых сейсмических разрезах. В данной работе демонстрируется применение указанных методов на вновь переработанных 2D сейсмических данных плотной съемки «Персидский Ковер» в Персидском заливе. Первый используемый метод — метод Прони — направлен на локализацию возможных залежей пластовых флюидов посредством выявления подавленных сейсмических сигналов. Второй метод — фазовое разложение — применяется для дифференциации обнаруженных аномалий на содержащие углеводородов и пластовую воду путем анализа фазово-разложенных сейсмических откликов от кровли залежей. Полученные результаты подтверждают эффективность подхода для обнаружения как тонких, так и крупных залежей непосредственно по сейсмическим суммотрассам. Кроме того, применение метода к материалам Персидского залива демонстрирует его значимость для изучения неоднородных коллекторов.

Ключевые слова: фазовая декомпозиция, предсказание, тонкие, газовые и неоднородные пласты, обработка после суммирования

Для цитирования: Калашникова В., Ампилов Ю.П. Применение разложения Прони и Фазовой декомпозиции для прогнозирования свойств карбонатных коллекторов по сейсмическим данным // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 3. С. 120–126.

APPLICATION OF PRONY DECOMPOSITION AND PHASE DECOMPOSITION FOR PREDICTING CARBONATE RESERVOIR PROPERTIES FROM SEISMIC DATA

Vita V. Kalashnikova¹✉, Yuri P. Ampilov²

¹ Pre Stack Solutions-Geo ✉, Oslo, Norway; vita@pss-geo.com

² Lomonosov Moscow State University; Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia; yury@ampilov.ru

Abstract. The joint analysis of seismic data decomposed using the Prony method and Phase decomposition enables the identification of hydrocarbon accumulations in post-stack seismic sections. This study demonstrates the application of these methods to newly reprocessed 2D high-density seismic data from the “Persian Carpet” survey in the Persian Gulf. The first method applied—the Prony method—is aimed at localising potential reservoir fluid accumulations by identifying dumped seismic signals. The second method—Phase Decomposition—is used to differentiate the detected anomalies into hydrocarbon-bearing and formation-water-bearing zones through the analysis of phase-decomposed seismic responses from reservoir tops. The results confirm the effectiveness of this approach for detecting both thin and large accumulations directly from post-stack seismic data. In addition, the application of the method to data from the Persian Gulf demonstrates its relevance for the study of heterogeneous reservoirs.

Keywords: phase decomposition, prediction, thin beds, gas-bearing and heterogeneous reservoirs, post-stack processing

For citation: Kalashnikova V.V., Ampilov Yu.P. Application of Prony decomposition and Phase Decomposition for predicting carbonate reservoir properties from seismic data. *Moscow University Geol. Bull.* 2026; 3: 120–126. (In Russ.).

Введение. В современной количественной интерпретации часто используются разнообразные сейсмические атрибуты записи без анализа их физической сущности [Ампилов и др., 2025]. Однако параметры затухания сейсмического сигнала как индикатор изменения свойств пород остаются весьма актуальными. Кнопофф [Knopoff, 1964] рассмотрел механизмы затухания сейсмических волн в жидкостях и твердых телах и показал, что удельный коэффициент затухания Q^{-1} в жидкостях пропорционален первой степени частоты. Следовательно,

извлечение Q (Q -фактора) отдельных компонент из сейсмических сигналов может позволить выявлять области повышенного затухания сейсмических волн и выдвигать предположения о физических причинах этого затухания, связанных с конкретными геологическими структурами.

Разложение Прони представляет собой специализированный метод сейсмического разложения, который, в отличие от других широко используемых подходов (в частности, вейвлет-разложений и методов, зависящих от выбора временного или частотно-

го окна [Cohen, 1995; Daubechies, 1992; Mallat, 1999]), явно учитывает параметры затухания и фазы, не зависит от выбора окна анализа и не имеет проблем ортогональности. Данный метод был впервые предложен Г.Р.Б. Прони [Prony, 1795] и приводит к дискретному спектральному представлению сигнала, связанному с набором временных интервалов вдоль анализируемой сейсмической трассы. Разложение Прони наиболее близко к физической природе сейсмического сигнала, который в первом приближении может быть представлен в виде затухающей синусоиды. К настоящему времени математическая реализация разложения Прони уже не представляет сложности. За последние сорок лет было разработано много новых схем разложения, например, [Bracale A, 2007; Fomel, 2013; Marple, 1987; Osborne, 1975; Mitrofanov, 2011]. Однако потенциал использования разложения для интерпретации сейсмических данных остается открытым для исследования. Несмотря на существенные математические преимущества, для целей сейсмической интерпретации, данный метод уверенно проявляет себя информативным при анализе зон сейсмического затухания, потенциально связанных с наличием флюидов, но не позволяет определить тип флюида.

В связи с этим в настоящей работе анализ на основе разложения Прони объединяется с методом фазовой декомпозиции (фазовым разложением). Фазовое разложение, предложенное Кастаньей [Castagna et al., 2016], позволяет достаточно уверенно выделять отражатели от слоев с возможным содержанием углеводородов, включая тонкие слои, а также подчеркивать проявления тюнинг-эффектов. Как показано в ряде исследований, фазовые и частотные искажения сейсмического отклика в тонкослоистых средах существенно зависят от толщины пластов и интерференции волн, что делает фазовые атрибуты чувствительными к таким объектам [Ampilov et al., 2025]. Совместная интерпретация полученных атрибутов дает возможность выделить коллектора и различить типы содержащихся в них флюидов. Особый интерес представляет использование данного метода в неоднородных коллекторах, где могут наблюдаться резкие изменения фильтрационно-емкостных свойств, локализация разрывных нарушений, а также различия в типе флюидонасыщения. Применение указанных методов может рассматриваться как удобный инструмент экспресс-сканирования сейсмических данных при поиске углеводородных залежей и выделении зон тектонических нарушений на постстекловых данных.

Методы. Разложение Прони. В настоящее время метод Прони уже реализован во многих дисциплинах, таких как электроэнергетические системы [Hauer et al., 1990], характеристика радиолокационных сигнатур [Carriere, Moses, 1989], трещиноватые коллекторы и прогнозы порового давления [Helle et al., 1993], подавление сейсмических шумов [Fomel, 2013], сейсмическая регуляризация и интерпретация

[Mitrofanov, Priimenko, 2013; Wu et al., 2018], а также обнаружение зон с большой аккумуляцией флюидов и проницаемых разломов [Kalashnikova, Øverås, 2018; Kalashnikova et al., 2018; Калашникова, Шарафутдинов, 2021a, 2021b]. Разложение сигнала методом Прони может быть выражено как соответствие наблюдаемых данных сумме функций комплексных экспонент (см. ниже). Для сейсмической трассы при стандартных допущениях, принятых в работах Митрофанова и Приймёнка [Mitrofanov, Priimenko, 2011], дискретный сигнал может быть представлен в виде конечной суммы затухающих гармонических компонент:

$$y(n) = \sum_{k=1}^M A_k e^{Q_k(n-1)} \cos(2\pi f_k(n-1)\Delta + \varphi_k),$$

$$n = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

где A_k — амплитуды отдельных компонент, Q_k — коэффициенты экспоненциального затухания (демпфирования), f_k — их центральные частоты, φ_k — начальные фазы, Δ — интервал дискретизации. Указанное представление эквивалентно классическому разложению Прони в комплексной форме

$$y(n) = \sum_{k=1}^M c_k \lambda_k^{n-1}, \quad \lambda_k = \exp(Q_k + i2\pi f_k \Delta), \quad (2)$$

где комплексные коэффициенты c_k однозначно выражаются через параметры A_k и φ_k . Для оценки параметров разложения используется классическая реализация метода Прони, основанная на построении аннигилирующего многочлена и последующей спектральной идентификации, предложенная Митрофановым и Приймёнком [Mitrofanov, Priimenko, 2013]. В рамках данного подхода из найденных параметров λ_k извлекаются величины Q_k , которые интерпретируются здесь как оценки Q -фактора среды.

Математические основы разложения Прони. Рассмотрим дискретную последовательность

$$f_k = \sum_{j=1}^M a_j \lambda_j^k, \quad k = 0, 1, \dots, 2M-1, \quad (A1)$$

где k — дискретный индекс отсчета, M — число экспоненциальных компонент разложения, j — индекс экспоненциальной компоненты ($j = 1, \dots, M$), f_k — значение сигнала в момент k , $a_j \in \mathbb{C}$ — комплексная амплитуда j -й компоненты, $\lambda_j \in \mathbb{C} \setminus \{0\}$ — комплексный параметр j -й компоненты, определяющий ее частоту и коэффициент затухания.

Задача Прони заключается в восстановлении параметров a_j и λ_j по конечному набору значений последовательности $\{f_k\}$.

Существует аннигилирующий многочлен

$$Q[z] = \prod_{j=1}^M (z - \lambda_j) = z^M + q_{M-1}z^{M-1} + \dots + q_1z + q_0, \quad (A2)$$

где z — комплексная переменная, $q_\ell \in \mathbb{C}$ — коэффициенты аннигилирующего многочлена, ℓ — индекс коэффициента многочлена ($\ell = 0, 1, \dots, M$).

Коэффициенты q_ℓ удовлетворяют линейному рекуррентному соотношению

$$\sum_{\ell=0}^M q_\ell f_{k+\ell} = 0, \quad k = 0, 1, \dots, \quad (A3)$$

где по соглашению $q_M = 1$. Коэффициенты q_ℓ определяются как ненулевое решение линейной системы с ганкелевой матрицей, составленной из значений последовательности f_k .

Корни многочлена $Q(z)$ совпадают с параметрами a_j . После их определения комплексные амплитуды восстанавливаются из линейной системы Вандермонда

$$\sum_{j=1}^M a_j \lambda_j^k = f_k, \quad k = 0, 1, \dots, M-1. \quad (A4)$$

В операторной интерпретации, используемой в работах Митрофанова и Прийменко, параметры λ_j являются собственными значениями оператора сдвига, ограниченного на подпространство, порожденное последовательностью $\{f_k\}$, а коэффициенты a_j интерпретируются как соответствующие спектральные веса. Такая формулировка связывает метод Прони с моментными задачами и задачами спектральной идентификации.

Фазовая декомпозиция. Фазовое разложение применяется для анализа отражателей и позволяет выявлять перераспределение энергии между нуль-фазовыми и квадратурными компонентами сейсмического сигнала (см. ниже). В рамках данного подхода сейсмическая трасса представляется в виде суммы ортогональных фазовых компонент, соответствующих нуль-фазовым (0° и 180°) и квадратурным ($\pm 90^\circ$) составляющим, что дает возможность анализировать распределение энергии сигнала по различным фазовым углам. Разложение трассы на фазовые компоненты позволяет выявлять интервалы, в которых отдельные составляющие усиливаются или, наоборот, ослабевают.

В условиях углеводородонасыщения интерференционные эффекты и фазовые искажения приводят к смещению энергии сигнала от нуль-фазовых компонент к квадратурным. В этом случае углеводородный отклик проявляется усилением компонент с фазовыми углами $\pm 90^\circ$ при одновременном ослаблении или исчезновении нуль-фазовых отражений. Напротив, для водонасыщенных интервалов и плотных литологических границ характерно доминирование нуль-фазовых компонент при слабом проявлении квадратурных составляющих.

Фазовые и амплитудные атрибуты, полученные в результате фазового разложения, используются при анализе зон флюидной миграции и проницаемых тектонических нарушений, где наблюдаются характерные искажения сейсмического отклика

[Kalashnikova et al., 2018; Kalashnikova, Øverås, 2018]. В ряде исследований показано, что проницаемые разломы и зоны утечки УВ флюидов характеризуются ослаблением нуль-фазовых отражений и усилением компонент с фазовыми углами $\pm 90^\circ$, что позволяет рассматривать фазовое разложение как эффективный инструмент экспресс-сканирования сейсмических данных при поиске углеводородных залежей и анализе разрывных зон [Калашникова, Шарафутдинов, 2021a, 2021b].

Математические основы фазового разложения. Метод фазового разложения (Phase Decomposition, PD), предложенный Дж. Кастаньей, основан на использовании аналитического представления сейсмической трассы и предназначен для выделения компонент сигнала с различными фазовыми углами. Такой подход позволяет разложить исходный сейсмический отклик на набор взаимно ортогональных фазовых составляющих, что существенно расширяет возможности интерпретации тонкослоистых и флюидонасыщенных интервалов [Castagna, 2016].

Пусть $S(t)$ — исходная действительная сейсмическая трасса. Вначале строится соответствующий аналитический сигнал, формируемый объединением самой трассы и ее квадратурной компоненты, полученной с помощью преобразования Гильберта:

$$S_{\text{analyt}}(t) = S(t) + iS_{\text{quad}}(t), \quad (A5)$$

где $S_{\text{quad}}(t)$ — квадратурная составляющая сигнала, а $i = \sqrt{-1}$.

На основе аналитического сигнала определяются стандартные мгновенные атрибуты. Мгновенная амплитуда вычисляется как

$$A(t) = \sqrt{S^2(t) + S_{\text{quad}}^2(t)}, \quad (A6)$$

а мгновенная фаза определяется выражением

$$\Phi(t) = \arctg \frac{S_{\text{quad}}(t)}{S(t)}. \quad (A7)$$

Следует отметить, что сами по себе мгновенные атрибуты не обеспечивают полного фазового разложения сигнала. В рамках метода PD требуется линейное представление исходной трассы в виде суммы фазовых компонент:

$$S(t) = \sum_{\varphi} X_{\varphi}(t), \quad (A8)$$

где φ принимает дискретные значения фазовых углов.

Цель фазового разложения состоит в восстановлении векторного набора фазовых компонент

$$X(t) = (X_{0^\circ}(t), X_{90^\circ}(t), X_{-90^\circ}(t), X_{180^\circ}(t), \dots)^T,$$

включающего нуль-фазовые и квадратурные составляющие. Определение данного набора осуществляется путем решения задачи оптимизации с регуляризацией, обеспечивающей устойчивость и физическую интерпретируемость решения:

$$\min_{\mathbf{X}} \left\| S(t) - \sum_{\varphi} X_{\varphi}(t) \right\|^2 + \lambda R(\mathbf{X}), \quad (\text{A.4})$$

где $R(\mathbf{X})$ — функционал регуляризации, а λ — параметр, задающий компромисс между точностью аппроксимации исходного сигнала и устойчивостью решения.

Результатом процедуры является массив фазовых компонент $X(t, \varphi)$, формирующий фазовый годограф. Практические исследования показывают, что компоненты с фазовыми углами $\pm 90^\circ$ обладают повышенной чувствительностью к интерференционным эффектам, тонкостойкости и флюидонасыщению (в частности, газонасыщенным интервалам). В таких условиях происходит перераспределение энергии сигнала от нуль-фазовых компонент к квадратурным, что делает фазовое разложение эффективным инструментом детальной характеристики резервуаров.

Описание региона. На рис. 1 показаны основные нефтяные месторождения северной части Персидского залива. Положение анализируемой 2D сейсмической линии отмечено красным цветом, а зона покрытия данных «Персидский ковер» (Persian Carpet (PC2000)) показана тонкими синими линиями. Рассматриваемая сейсмическая линия пересекает месторождение Доруд (Dorood) на востоке, который в настоящей работе используются в качестве эталонных объектов для проверки результатов прогнозирования залежей в сканирующем режиме по постстекковым данным.

Месторождение Доруд приурочено преимущественно к известнякам нижнемеловой формации Фахлиян (Fahliyan), которая является одним из ключевых нефтегазоносных карбонатных комплексов южного Ирана и всего региона Персидского залива. Формация Фахлиян сформировалась в условиях мелководной карбонатной платформы и представлена толщами массивных и слоистых известняков с различной степенью трещиноватости и вторичной пористости, обусловленной процессами диагенеза и тектонических деформаций [James, Wynd, 1965; Alsharhan, Nairn, 1997]. Коллекторские свойства формации Фахлиян в пределах месторождения Доруд характеризуются существенной латеральной и вертикальной изменчивостью. По данным региональных исследований, фильтрационно-емкостные свойства контролируются развитием трещин, зон доломитизации и локальных участков растворения, что приводит к формированию неоднородных коллекторов с резко меняющимися петрофизическими характеристиками [Aqrawi et al., 2010]. Влияние соляной тектоники оказывает дополнительный контроль на распределение напряжений и развитие вторичной пористости, что особенно характерно для структур северной части Персидского залива. Несмотря на то, что основная промышленная добыча на месторождении Доруд связана с отложениями формации Фахлиян, в пределах структуры также доказано

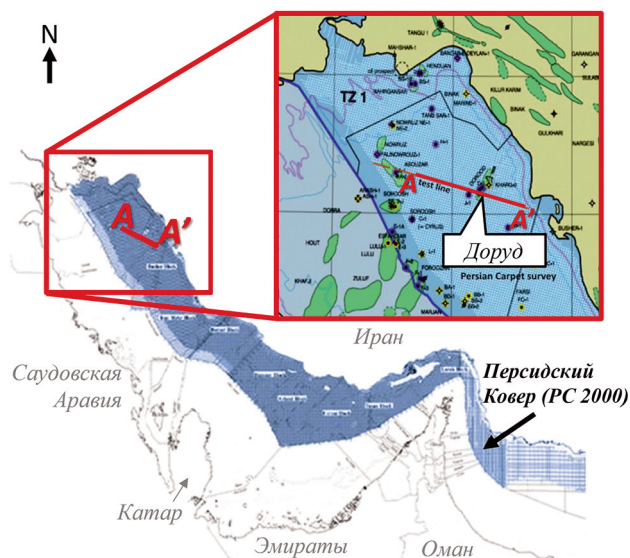


Рис. 1. Расположение тестовой сейсмической линии (красная линия AA'). Линия пересекает нефтяные месторождения Абузар и Доруд северной части Персидского залива и охватывает продуктивные интервалы формаций Асмари и Фахлиян

наличие более тяжелой нефти в вышележащих отложениях формации Асмари (Asmari). Эти залежи характеризуются более сложным строением и выраженной литологической неоднородностью и на данный момент остаются неразработанными, что подчеркивает необходимость применения чувствительных атрибутивных методов для их локализации.

С тектонической точки зрения структура месторождения Доруд сформирована ранними процессами, связанными с подъемом глубинной соли Хормоз (Hormoz), и ориентирована преимущественно в направлении юго-запад — северо-восток, что является типичной особенностью соляных структур северной части Персидского залива [Alsharhan, Nairn, 1997]. Такое тектоническое строение способствует формированию сложных ловушек и усиливает неоднородность коллекторов как формации Фахлиян, так и перекрывающей ее формации Асмари. В совокупности сложная геология формаций Асмари и Фахлиян, а также различия в типах коллекторов и характере флюидонасыщения представляют удобными объектами для тестирования методов разложения Прони и фазового разложения при решении задач локализации углеводородов в неоднородных геологических условиях.

Анализ данных и наблюдаемые результаты. На рис. 2 показан сейсмический разрез через породы, возраст которых варьирует от пермского до миоценового. Желтыми рамками обозначены области для детального анализа, имеющие продуктивные интервалы в формациях Асмари и Фахлиян. Прослеживаемая в верхней и средней частях разреза формация Асмари, представлена относительно согласными отражениями, характерными для карбонатно-терригенных отложений. Формация Фахлиян (преимущественно карбонаты), имеет иной волновой рисунок и более выраженную струк-

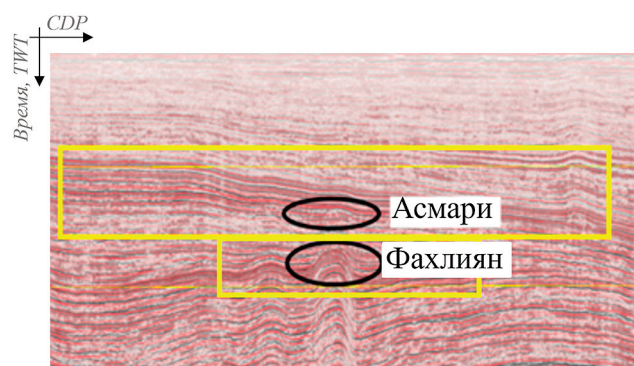


Рис. 2. Оригинальный сейсмический разрез через месторождение Доруд и формации Асмари и Фахлиян. Желтыми рамками выделены области в районе 1500–2500 мс (см. рис. 3 и 4)

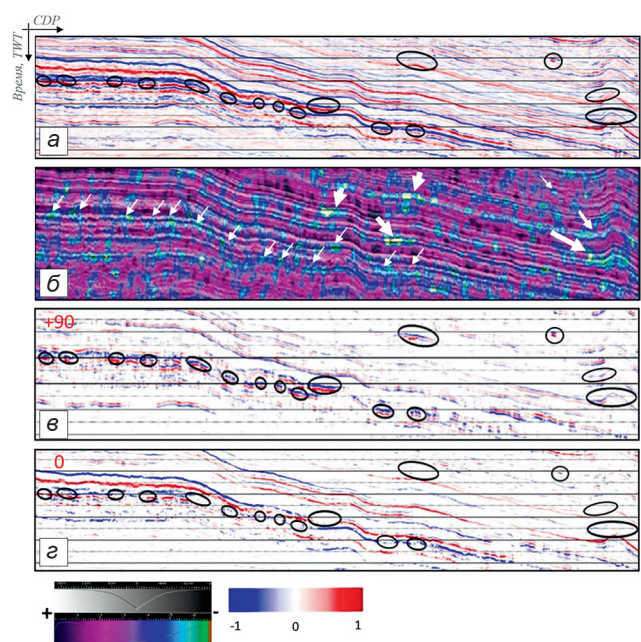


Рис. 3. Сейсмический разрез (а) формации Асмари и его разложенные компоненты: б — разрез Q-фактора в цвете с подложенным сейсмическим разрезом в плотностной визуализации, в — разрез фазового разложения с компонентой 90° и 0° (z). Отрицательная амплитуда соответствует увеличению импеданса (а, в, z). УВ коллектора выделены черным овалом согласно теории фазовой декомпозиции. Красные-желтые цвета на Q-фактор разрезе соответствуют зонам наибольшего затухания сигнала. Белые стрелки указывают на определенное наличие УВ коллекторов согласно теории обеих техник

турную организацию. Черными овалами выделены зоны коллекторов, в которых ранее было выявлено углеводородное насыщение.

Методы разложения Прони (с непосредственным выделением Q-компоненты) и фазового разложения были применены ко всему сейсмическому разрезу. Для определения локализаций углеводородов, согласно теории, были выделены зоны с наибольшим затуханием сигнала на разрезах атрибута Q-фактора. Это позволило составить картину о предполагаемом распределении зон аккумуляции флюида или пород-коллекторов. На разрезах фазовой декомпозиции по

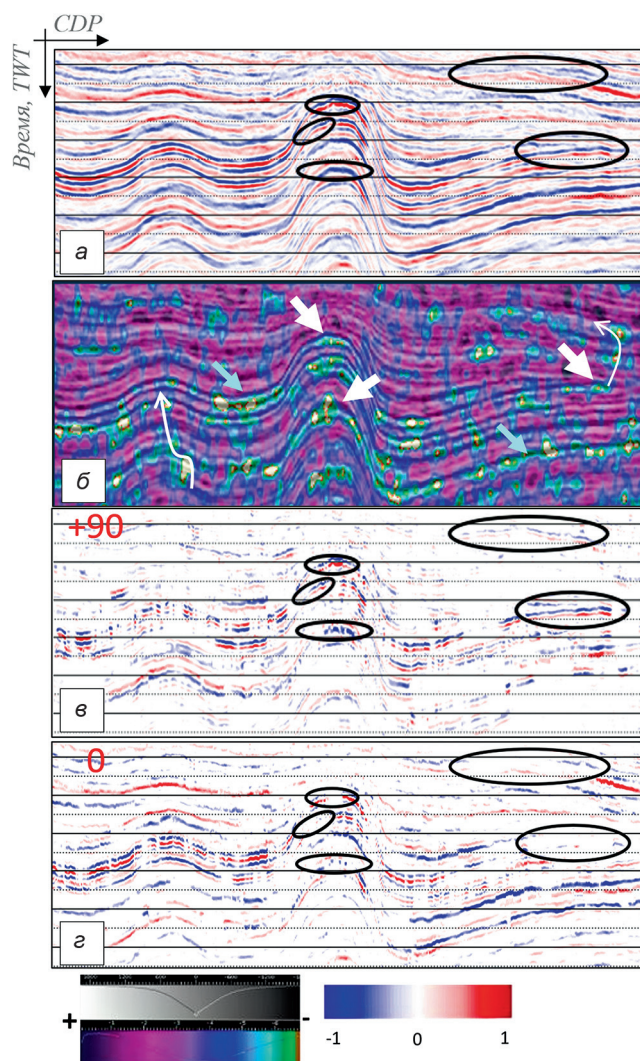


Рис. 4. Сейсмический разрез через месторождение Доруд, формация Фахлиян (а) и его разложенные компоненты: б — разрез Q-фактора в цвете с подложенным сейсмическим разрезом в плотностной визуализации, в — разрез фазового разложения с компонентой 90° и 0° (z). Отрицательная амплитуда соответствует увеличению импеданса (а, б, в). УВ коллектора выделены черным овалом согласно теории фазовой декомпозиции. Красные-желтые цвета на Q-фактор разрезе соответствуют зонам наибольшего затухания сигнала. Белые стрелки указывают на определенное наличие УВ коллекторов согласно теории обеих техник, а голубым отмечены предсказанные коллектора с пластовой водой

90-градусной компоненте были выявлены яркие отражающие границы, которые одновременно исчезали или существенно теряли амплитуду на 0-градусной компоненте. Перекрестный анализ результатов двух методов был выполнен для прогнозирования коллекторов, насыщенных углеводородами.

На рис. 3 и 4 показаны фрагмент разреза переработанных данных в истинных амплитудах для формации Асмари и Фахлиян. Асмари у месторождения Доруд, представленный доломитизированными аргиллитами олиго-миоценового возраста, содержащими несколько нефтеносных песчаных прослоев вблизи кровли и перекрытыми ангидритами (рис. 3). Толщина формации Асмари в пределах ме-

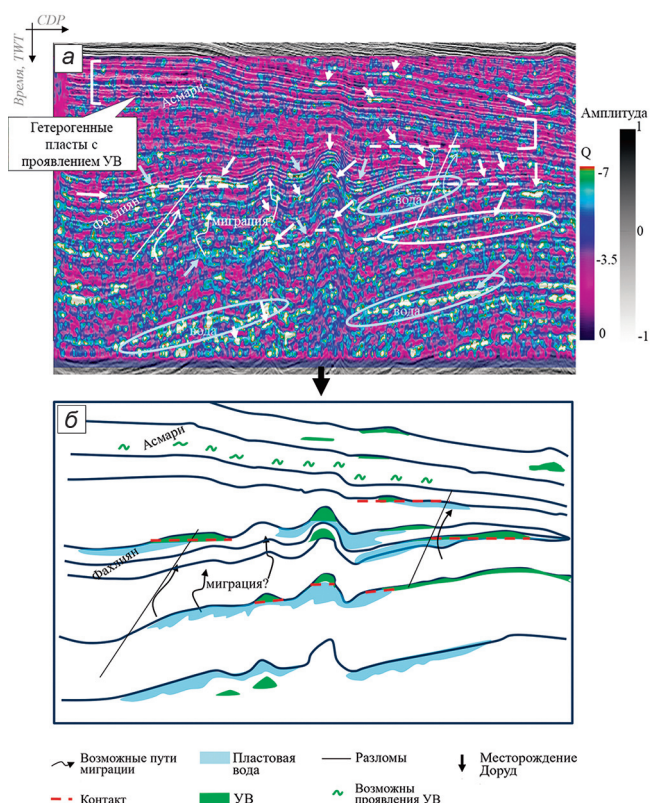


Рис. 5. Суммирующая интерпретация по полному AA' разрезу в интервале 1–3 с (рис. 1): а — атрибут Q-фактор с обозначениями интерпретации, б — схематический разрез с определенным типом флюида

сторождения существенно варьирует и составляет от 82 до 199 м. Совместное использование методов разложения Прони и фазового разложения указывает на наличие углеводородного насыщения в пределах этой формации. Анализ результатов показывает наличие углеводородов и в более ранних отложениях, а также выделяются перспективные объекты в более поздних залежаниях (увеличенные белые стрелки на рис. 3, б). Как можно видеть на рисунке, выявление коммерчески значимых коллекторов в ранних отложениях осложняется выраженной гетерогенностью формации, включающей циклы мелководных карбонатов, песчаников и глин, а также локально развитые тонкие эвапоритовые прослои. Выделенные объекты в ранних отражениях указывают на возможные коммерчески перспективные объекты, требующие последующего детального изучения.

Нефть в данной области формации Асмар характеризуется относительно высокой плотностью, тогда как более глубокая антиклиналь формации Фажлия вмещает легкую нефть (рис. 4). На разрезе атрибута Q-фактор (рис. 4, б) четко выделяются наиболее яркие области, которые, согласно теоретическим предпосылкам, могут соответствовать зонам коллекторов. Центральная антиклиналь (белые стрелки, рис. 4, б) соответствует месторождению Доруд. В ее пределах наблюдаются затухание сейсмического сигнала и усиление квадратурных компонент отражений (рис. 4, в) при одновременном ослаблении нуль-фазовой компоненты (рис. 4, з), что соответствует

корректному положению углеводородной залежи. Антиклинали, расположенные по сторонам синклинали, также проявляют затухание сигнала, что может указывать на присутствие флюида, однако, особенно в левой части разреза, они не демонстрируют выраженного усиления квадратурных компонент, т. е. не проявляют признаков углеводородонасыщения по результатам фазового разложения (голубая стрелка, рис. 4, б). Геологически это может быть обосновано как зоны, содержащие пластовую воду ниже уровня контакта. Совокупность аналогичных признаков позволяет интерпретировать нижний левый пласт (также отмечен голубой стрелкой) как коллектор с пластовой водой.

На рис. 5 представлен атрибут Q-фактора с результатами совместной интерпретации двух методик для полного разреза; на области наибольшего затухания сейсмического сигнала (наиболее отрицательные значения на рис. 5, а) нанесены белые стрелки и овалы, соответствующие отражателям, которые проявили себя как возможные УВ зоны по данным фазовой декомпозиции. Голубыми стрелками и овалами отмечены зоны с выраженным затуханием сигнала (возможные коллекторы), однако данные отражатели не подтверждают наличие УВ по результатам фазовой декомпозиции.

Интерпретация подтверждает выраженную гетерогенность формации Асмар с наличием отдельных поровых пластов, вероятно песчаников, содержащих УВ. Кроме того, наличие УВ коллектора (месторождение Доруд) уверенно определяется с использованием рассматриваемых методик. Таким образом, совместная интерпретация демонстрирует отчетливые признаки УВ насыщения и подтверждает ранее полученные геологические оценки. Схематический результат интерпретации возможных коллекторов, насыщенных УВ и пластовой водой, представлен на рис. 5, б.

Следует отметить, что затухание сейсмического сигнала может быть обусловлено различными причинами [Кнорфф, 1964], поэтому рассматриваемый подход ориентирован прежде всего на экспресс-оценку распределения потенциальных УВ коллекторов. Кроме того, фазовая декомпозиция может подчеркивать зоны, связанные с тюнинг-эффектом. Также, применение методов не позволяет сделать оценку по проницаемости и насыщению. В связи с этим интерпретация результатов должна выполняться критически, с учетом геологических особенностей изучаемого объекта. Тем не менее, применение данных методов позволяет оперативно выделять перспективные участки для последующего детального изучения и, в условиях отсутствия преемственных сейсмограмм, представляет собой удобный инструмент для снижения рисков при размещении поисково-разведочных скважин.

Заключение. Продемонстрирован анализ пост-тектонических сейсмических данных с использованием разложения Прони и фазового разложения на при-

мере гетерогенных пород и месторождения Доруд с целью выявления зон локализации углеводородов в сканирующем режиме. Выделенный атрибут Q-фактора из данных, разложенных методом Прони, позволил подтвердить известные коллекторы и выделить новые потенциальные. Применение техники фазового разложения способствовало дифференциации коллекторов, насыщенных углеводородами и пластовой водой. Кроме того, зоны, выделенные по результатам применения обеих методик, позволили локализовать резкие изменения фильтрационно-емкостных свойств, что в дальнейшем может способствовать снижению рисков при планировании разработки и выделению наиболее перспективных

участков для последующего детального изучения. Представленные результаты свидетельствуют о высокой устойчивости и информативности методики как в карбонатных, так и в песчаных коллекторах, что подтверждает ее адаптивность к различным литологическим типам разреза.

Благодарности. Авторы выражают искреннюю благодарность директору Global Geo Services AS (GGS) Бьёрн Усину за разрешение демонстрации техник на сейсмических данных из Persian Carpet (PC2000) сейсмической 2D съемки.

Финансирование. Исследование выполнено в рамках государственного задания МГУ имени М.В. Ломоносова.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Ампилов Ю.П., Сафуанова К.Р., Штейн Я.И. Сопоставление методов количественного атрибутивного анализа для прогноза толщин коллекторов по сейсмическим данным // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. Т. 64, № 2. С. 106–112.

Калашикова В.В., Шарафутдинов Т.Р. Определение проницаемости разломов и покрышек коллекторов посредством оценки фактора затухания сейсмических сигналов. Часть 1: Теория // Каротажник. 2021а. Т. 2, № 308. С. 64–73.

Калашикова В.В., Шарафутдинов Т.Р. Определение проницаемости разломов и покрышек коллекторов посредством оценки фактора затухания сейсмических сигналов. Часть 2: Применение // Каротажник. 2021б. Т. 2, № 309. С. 34–42.

Alsharhan A.S., Nairn A.E.M. Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Amsterdam: Elsevier, 1997. P. 843.

Ampilov Yu.P., Vershinin A.V., Kunchenko D.S., et al. Prediction of Thin-Layer Thickness Using Seismic Full-Waveform Modeling // Moscow Univ. Geol. Bull. 2025. Vol. 80, № 2. P. 295–302.

Aqrabi A.A.M., Goff J.C., Horbury A.D., Sadooni F.N. The Petroleum Geology of Iraq. Beaconsfield: Scientific Press, 2010. P. 424.

Batzle M., Hofmann R., Prasad M., et al. Seismic attenuation: observations and mechanisms // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2005. P. 565–568.

Bracale A., Caramia P., Carpinelli G. Adaptive Prony method for waveform distortion detection in power systems // Electrical Power and Energy Systems. 2007. Vol. 29. P. 371–379.

Carrière R., Moses R.L. High resolution radar target modeling using a modified Prony estimator // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. 1989. Vol. 37, № 1. P. 13–18.

Castagna J.P., Oyem A., Portniaguine O., Aikulola U. Phase decomposition // Interpretation. 2016. Vol. 4, № 3. P. SN1–SN10.

Cohen L. Time-Frequency Analysis. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1995. P. 299.

Daubechies I. Ten Lectures on Wavelets. Philadelphia: SIAM, 1992. P. 357.

Fomel S. Seismic data decomposition into spectral components // Geophysics. 2013. Vol. 78, № 6. P. O69–O76.

Hauer J.F., Demeure C.J., Scharf L.L. Initial results in Prony analysis of power system response signals // IEEE Transactions on Power Systems. 1990. Vol. 5, № 1. P. 80–89.

Helle H.B., Inderhaug O.H. Complex seismic decomposition — application to pore pressure prediction // Abstracts of the 55th EAGE Conference. Stavanger, 1993. P. 132–139.

James G.A., Wynd J.G. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area // AAPG Bulletin. 1965. Vol. 49, № 12. P. 2182–2245.

Kalashnikova V., Butt A., Guidard S. Prony Decomposition for sealing and leaking fault analysis // Abstracts of GeoConvention. 2018. Calgary, Canada.

Kalashnikova V., Øverås R. Seismic absorption estimation for reservoir prediction using Prony decomposition // Abstracts of the 80th EAGE Conference. 2018. Copenhagen, Denmark.

Knopoff L. Q // Reviews of Geophysics. 1964. Vol. 2, № 4. P. 625–660. <http://dx.doi.org/10.1029/RG002i004p00625>

Mallat S. A Wavelet Tour of Signal Processing. San Diego: Academic Press, 1999. P. 637.

Marple S.L. Digital Spectral Analysis with Applications // Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, NJ. 1987. P. 584.

Mitrofanov G., Priimenko V. Prony filtration of seismic data: theoretical background // Revista Brasileira de Geofísica. 2011. Vol. 29, № 4. P. 703–722.

Mitrofanov G., Priimenko V. Seismic regularization and interpretation using Prony filtration // Revista Brasileira de Geofísica. 2013.

Osborne M.R. Some special nonlinear least squares problems // SIAM Journal of Numerical Analysis. 1975. Vol. 12. P. 571–592.

Prony G.R.B. Essai expérimental et analytique // Journal de l'École Polytechnique. 1795. Vol. 1. P. 24–76.

Wu G., Fomel S., Chen Y. Data-driven time-frequency analysis of seismic data using non-stationary Prony method // Geophysical Prospecting. 2018. Vol. 66. P. 85–97.

Статья поступила в редакцию 26.02.2026,
одобрена после рецензирования 18.03.2026,
принята к публикации 24.06.2026