

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

Научная статья

УДК 550.34:622.276

DOI 10.35266/1999-7604-2024-1-1

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

**Максим Михайлович Алексеев¹, Олег Юрьевич Семенов²✉, Сергей Михайлович Сысоев³,
Дмитрий Сергеевич Фурукин⁴**

^{1, 2, 3, 4}Сургутский государственный университет, Сургут, Россия

¹amm.iff@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8657-5803>

²phys7sou@mail.ru✉, <https://orcid.org/0000-0002-3553-7356>

³smsysoev57@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5180-571X>

⁴ous.tutor.phinma@mail.ru

Аннотация. Работа посвящена современному методу сейсмической инверсии. Проведена синтетическая привязка скважин для моделирования пространственного распределения импеданса. Построены низкочастотная фоновая модель и куб акустического импеданса, нормализованы данные плотностного и акустического каротажей. Выполнены анализ петроупругих свойств, динамический анализ и даны рекомендации на заложение бурения скважин. Используемый метод в равной мере учитывает геологическую информацию на основе структурной модели для сейсмических горизонтов.

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, плотностной каротаж, куб акустического импеданса, синтетическая привязка, низкочастотная фоновая модель

Для цитирования: Алексеев М. М., Семенов О. Ю., Сысоев С. М., Фурукин Д. С. Применение метода сейсмической инверсии для оценки физических параметров нефтегазоносных пластов // Вестник кибернетики. 2024. Т. 23, № 1. С. 6–16. DOI 10.35266/1999-7604-2024-1-1.

Original article

SEISMIC INVERSION METHOD FOR ASSESSING THE PHYSICAL PARAMETERS OF OIL AND GAS RESERVOIRS

Maksim M. Alekseev¹, Oleg Yu. Semenov²✉, Sergey M. Sysoev³, Dmitry S. Furukin⁴

^{1, 2, 3, 4}Surgut State University, Surgut, Russia

¹amm.iff@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8657-5803>

²phys7sou@mail.ru✉, <https://orcid.org/0000-0002-3553-7356>

³smsysoev57@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5180-571X>

⁴ous.tutor.phinma@mail.ru

Abstract. The article is devoted to a modern seismic inversion model. The spatial distribution of impedance is simulated using a synthetic well tie. A low-frequency background model is built as well as an acoustic impedance cube. Density and sonic log data are balanced. The study conducted both an analysis of petroelastic properties and a dynamic analysis. Guidelines for drilling locations are given. The method used takes into account the geological data based on a structural model for seismic horizons.

Keywords: seismic inversion, density log, acoustic impedance cube, synthetic tie, low-frequency background model

For citation: Alekseev M. M., Semenov O. Yu., Sysoev S. M., Furukin D. S. Seismic inversion method for assessing the physical parameters of oil and gas reservoirs. *Proceedings in Cybernetics*. 2024;23(1): 6–16. DOI 10.35266/1999-7604-2024-1-1.

ВВЕДЕНИЕ

В геофизике применяется несколько методов изучения структуры Земли, поиска месторождений полезных ископаемых и оценки запасов углеводородов. Рассмотрим использование этих методов для оценки физических параметров нефтегазоносных пластов, включая их проницаемость, пористость и насыщение флюидами с помощью математических алгоритмов обращения сейсмических данных, полученных в результате проведения сейсморазведочных работ и моделирования. Сейсмическая инверсия – это процесс обращения сейсмических данных для получения информации о структуре и свойствах геологической среды. Плотностной каротаж – это метод изучения геологических разрезов скважин, основанный на измерении плотности горных пород, он позволяет определить литологии пород, их коллекторские свойства и другие характеристики, необходимые для оценки запасов углеводородов и выбора методов их разработки [1–4].

Применение метода сейсмической инверсии включает следующие этапы:

- запись и обработка сейсмических данных, на этом этапе проводится сбор и обработка информации при помощи специализированного оборудования;
- создание моделей пласта, на основе сейсмических данных строится трехмерная модель пласта, которая включает информацию о его структуре, свойствах и насыщенности флюидами;
- применение метода инверсии, математический алгоритм используют для получения оценок физических параметров модели пласта;
- валидация результатов, полученные оценки физических параметров проверяются на соответствие геологическим и геофизическим данным испытаний скважин;
- корректировка модели и повторение процесса, на основе валидации результатов могут

быть внесены корректировки в модель пласта и процесс инверсии.

Добыча нефти, газа и других полезных ископаемых из земных недр является сложным технологическим процессом, в который входят процесс определения местоположения углеводородов и привязка скважины. Результаты бурения последних лет говорят о необходимости детализации геологического строения залежей пластов неокомской группы. С целью решения данной задачи планируется выполнить оценку физических параметров пластов неокомской группы и уточнить корреляцию отражающих горизонтов, относящихся к данным пластам, методом сейсмической инверсии данных общей глубинной точки. Заложение скважины – это процесс выбора места для бурения скважины. Он включает в себя определение координат места скважины, глубины, угла наклона и других параметров, необходимых для успешного бурения. Рекомендации по заложению скважин включают информацию о геологических особенностях района, наличии полезных ископаемых и других факторах, которые могут повлиять на процесс бурения [5–8].

Определимся с терминологией метода сейсмической инверсии. Синтетическая привязка – это метод создания виртуальных точек наблюдения в трехмерном пространстве на основе имеющихся данных. Низкочастотная фоновая модель необходима для описания распределения акустического импеданса на низких частотах и учета влияния окружающей среды на распространение звука. Акустический каротаж – метод изучения свойств пород путем измерения скорости распространения и затухания акустических волн. Акустический импеданс характеризует способность материала отражать или проводить звук. Для этого метода используются данные о скорости звука в материале и его плотности. Куб акустического импеданса – это трехмерная модель, которая показывает

распределение акустического импеданса в пространстве [9–12].

Результатом статьи является создание сейсмогеологической модели пластов неоконской группы и определение объектов для бурения новых скважин, уточнение модели строения пластов с применением данных сейсмической инверсии. Для визуализации модели нефтегазового месторождения применялся программный комплекс Petrel [13].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Математические алгоритмы, которые оптимизируют параметры модели среды, позволяют проверить и достигнуть наилучшего соответствия между моделированными и измеренными акустическими данными. Детерминистическая акустическая инверсия – метод, используемый в геофизике для анализа акустических данных, определения структуры и свойств земных слоев. Она основана на решении обратной задачи, где измеренные акустические данные используются для определения параметров среды, через которую распространяется звуковая волна. Этот метод позволяет получить наиболее точные сведения о среде, соответствующие зарегистрированным данным с помощью сопоставления модельных и измеренных акустических параметров и последующей оптимизации модели.

Детерминистическая инверсия представляет собой инструмент исследования подземных структур и широко применяется в нефтегазовой промышленности, геологии, геофизике и других областях, где важно понимание геологической среды. Она обеспечивает детальную информацию о слоях Земли и позволяет прогнозировать структурный и литологический состав подземных областей. Анализ прослеженных отражающих горизонтов, динамических атрибутов на основе куба акустического импеданса позволит узнать о наличии углеводородов в интервале неоконской и дать рекомендацию на заложение бурения скважин.

Главная цель инверсии – определение этих параметров среды на основе акустических параметров, полученных в результате сейсми-

ческого исследования. В детерминистической акустической инверсии важным аспектом является использование различных источников акустических волн, таких как взрывы, геофоны или звуковые источники на поверхности земли и морском дне. Каждый источник имеет свои особенности и применяется в зависимости от требуемого разрешения и глубины исследования. Также детерминистическая инверсия может быть комбинирована с другими методами исследования, такими как электромагнитные методы или гравиметрия, с целью получения более полной информации о геологической среде.

В работе использовался метод обобщенной линейной инверсии для оптимизации значений акустических импедансов (I_p) в горизонтальных пластах с фиксированными границами раздела. Это достигалось путем минимизации функционала, который контролировал расхождение между модельной ($m(t)$) и реальной ($s(t)$) трассами, а также удаление от заданного начального приближения. Основное внимание уделялось линейаризации разности модельных трасс ($\Delta m(t)$) относительно небольших вариаций (ΔI_p) акустических параметров модели. Однако недостатком этого метода пластовой инверсии было точное задание априорной информации о свойствах разреза, включая фиксацию значений I_p отдельных пластов, что ограничивало его применимость в реальных условиях.

Дальнейшее развитие метода акустической пластовой инверсии включало следующие аспекты: ввод оптимизации положения границ пластов на оси; гибкий подход к учету априорной информации, позволяющий задавать диапазоны I_p в реперных пластах и в промежутках между ними без выхода за пределы линейной оптимизации; попытка создания метода многоканальной инверсии, в котором в оптимизации участвуют группы трасс временного разреза для получения участка сейсмоакустической модели с кусочно-линейными границами слоев.

В алгоритме упругой пластовой инверсии используется модель, в которой плоская продольная волна под углом φ падает на пачку

однородных пластов с плоскопараллельными границами.

Параметры модели описываются вектором $\vec{a}$, который содержит значения объема, плотности и давления для каждого пласта модели. Целью решения задачи является поиск вектора $\vec{a}$, который минимизирует функционал Φ_1 , описываемый следующим образом:

$$\Phi_1 = \sum_{i,j}^{N_i, N_j} [s^i(t_j) - m^i(t_j, \vec{a})]^2. \quad (1)$$

Функция $s^i(t)$ представляет собой i -ю трассу реальной сейсмограммы, а $m^i(t)$ – i -ю трассу синтетической сейсмограммы. Для расчета синтетической трассы $m^i(t)$ необходимо использовать кинематическую модель среды, чтобы определить углы падения плоской волны на поверхность первого слоя (φ_i). Затем используется эффективный алгоритм решения прямой задачи.

При оптимизации функционала Φ_1 задается начальное приближение вектора искомых параметров $\vec{a}^0$, для линеаризации сейсмического волнового поля относительно искомых параметров $\vec{a}$ используется разложение $m^i(t_j, \vec{a})$ в ряд Тейлора, в котором оставляются только первые два слагаемых, а остальные отбрасываются:

$$m^i(t_j, \vec{a}) = m^i(t_j, \vec{a}^0) + \sum_k \frac{dm^i(t_j, \vec{a}^0)}{da_k \cdot \Delta a_k}, \quad (2)$$

где $\Delta a_k = a_k - a_k^0$ – разность k -х значений векторов $\vec{a}$ и $\vec{a}^0$.

При подстановке $m^i(t_j, \vec{a})$ в формулу функционала Φ_1 получаем функционал Φ_2 , в который добавляется слагаемое, ограничивающее энергию корректирующего вектора $\Delta \vec{a}$:

$$\Phi_2 = \sum_{i,j}^{N_i, N_j} \left[s^i(t_j) - m^i(t_j, \vec{a}^0) - \sum_k \frac{dm^i(t_j, \vec{a}^0)}{da_k \cdot \Delta a_k} \right]^2 + \beta \cdot \sum_k \Delta a_k^2. \quad (3)$$

Решение задачи минимизации Φ_2 приводит к системе линейных уравнений, которая позволяет найти значения Δa_k . Коэффициенты этой системы зависят от разностей между дифференциальными трассами типа $\delta m^i(t_j, \vec{a}^0)/\delta a_k$. Для практической реализации алгоритма трассы вычисляются с использованием метода конечных разностей:

$$\frac{dm^i(t_j, \vec{a})}{da_k} = \frac{m^i(t_j, \vec{a} + \delta a_k) - m^i(t_j, \vec{a})}{\delta a_k}. \quad (4)$$

После этого для нахождения корректирующего вектора $\Delta \vec{a}^0$ выполняется цикл итераций по решению систем линейных уравнений, при котором для нахождения n -го приближения $\Delta \vec{a}^{(n)}$ предыдущее исходное приближение $\Delta \vec{a}^{(n-2)}$ заменяется на полученное $\Delta \vec{a}^{(n-1)}$.

Алгоритм был протестирован на простых моделях среды, содержащих до пяти слоев между двумя полупространствами, и показал высокую эффективность в определении акустических и геометрических параметров модели. Но у него имеется недостаток, связанный с упрощенным способом регуляризации, который не позволяет задавать диапазоны изменения акустических параметров в различных блоках модели. Исправить этот недостаток позволяет акустический каротаж – метод измерения времени распространения упругих волн в горных породах, которые расположены в скважине. Информацию, полученную при помощи метода, можно применять для определения пористости коллектора – горной породы, обладающей способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке и предоставлении информации для сейсморазведки.

Использование акустического каротажа вместе с другими методами, такими как полевая сейсморазведка, помогает получить дополнительную информацию о геологической структуре и свойствах горных пород. Большая разрешающая способность приборов акустического каротажа на высоких частотах обеспечивает детальную информацию о породах внутри скважины. Скважинный прибор акустического каротажа работает путем испускания импульсов упругих волн частотой 25 кГц, которые распространяются во всех направлениях от источника. При воздействии источника упругих колебаний соседние частицы горной породы начинают колебаться относительно положения равновесия.

В акустическом каротаже практический интерес представляет время, затраченное упругой волной на преодоление расстояния от источника до приемника. Обычно данные

акустического каротажа не представляются в виде простых временных значений, так как во время измерений могут быть разные расстояния между источником и приемником, что делает результаты несопоставимыми. Вместо этого данные обычно представлены величиной, обратной скорости, измеряемой в единицах времени на единицу расстояния, что позволяет сравнивать данные, полученные приборами с разными расстояниями между источником и приемником.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Подготовка материала к сейсмической инверсии, анализ качества данных и корректировка показаний

В географическом положении изучаемый участок находится в центральной части Западно-Сибирской равнины (рис. 1). Исследуемая территория расположена на участке двух крупных геоблоков: Фроловской мегавпадины и Среднеобского геоблока [14].

Были проанализированы кривые каротажа потенциала самополяризации и гамма-каротажа. Видно, что в районе неокома есть предпосылки к коллекторам с углеводородами. Запись геофизических методов выполнялась различными приборами. С целью исключения аппаратного влияния на показания выполнена стандартизация данных с помощью методики Ш. А. Губермана, основанной на постоянстве физических свойств разреза по площади, что позволяет использовать статистические характеристики геологических разрезов [15].

В качестве эталона выбрана скважина, вскрывшая доюрское основание и наиболее полно характеризующая породы осадочного чехла. Привязка скважинных данных была выполнена к сейсмическому кубу, полученному по результатам обработки в 16 скважинах исследуемой площади. Коэффициент корреляции сейсмических параметров и результатов синтетического моделирова-

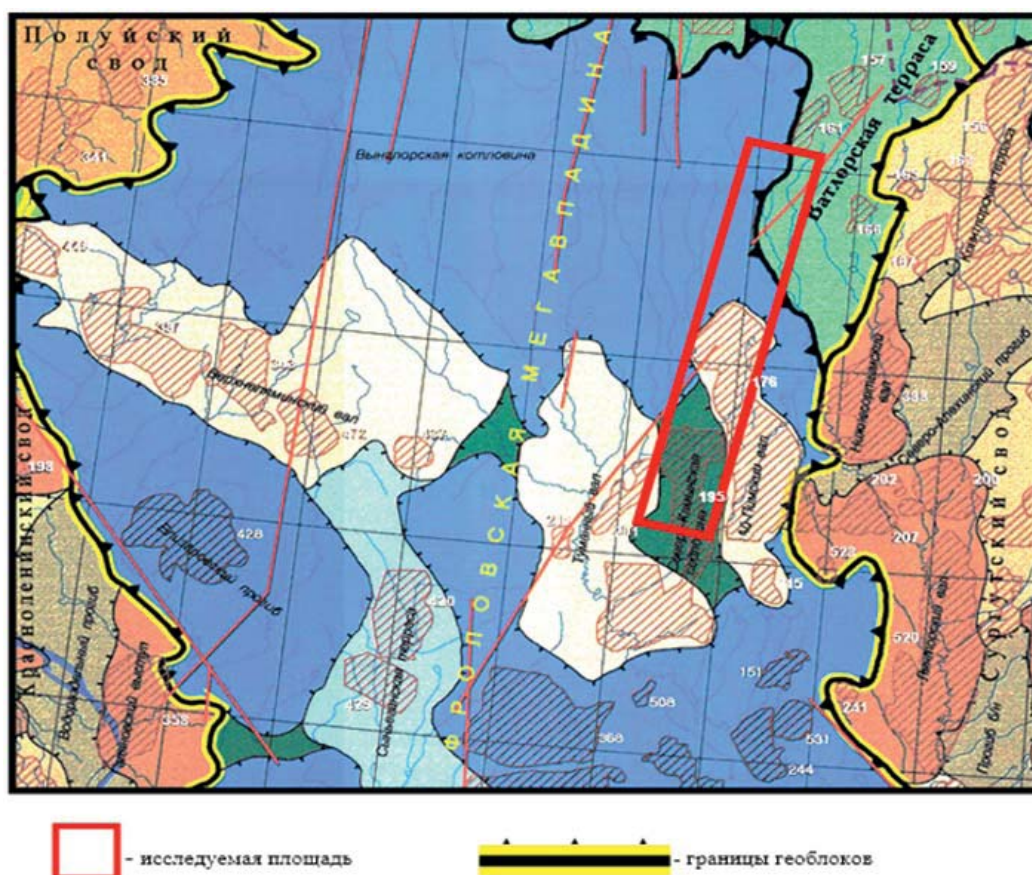


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты
Примечание: составлено по [16].

ния имеет значение от 0,55 до 0,88, представленных на планшетах привязки скважин (рис. 2).

Для определения возможностей локализации интервалов коллекторов в поле упругих параметров был выполнен анализ кросс-плотов (графиков). В качестве этих параметров использованы следующие упругие характеристики: плотность (ρ_{Π}), скорость продольных волн (v_p) и акустический продольный импеданс (AI).

Акустический импеданс был предварительно рассчитан для всех скважин по формуле:

$$AI = \rho_{\Pi} \cdot v_p. \quad (5)$$

На рис. 2 показаны графики параметров по всем скважинам для неокотских пластов, участвующих в работе. Они имеют характерное поведение, соответствующее эмпирическим моделям Гарднера для песчаников (красная линия тренда) и глин (синяя линия тренда), что указывает на приемлемое качество замеров и корректную подготовку данных [17].

Уравнение Гарднера связывает скорость сейсмической продольной волны с объемной плотностью литологии, в которой распространяется волна:

$$\rho = \alpha \cdot v_p^{\beta}, \quad (6)$$

где ρ – плотность в г/см³,

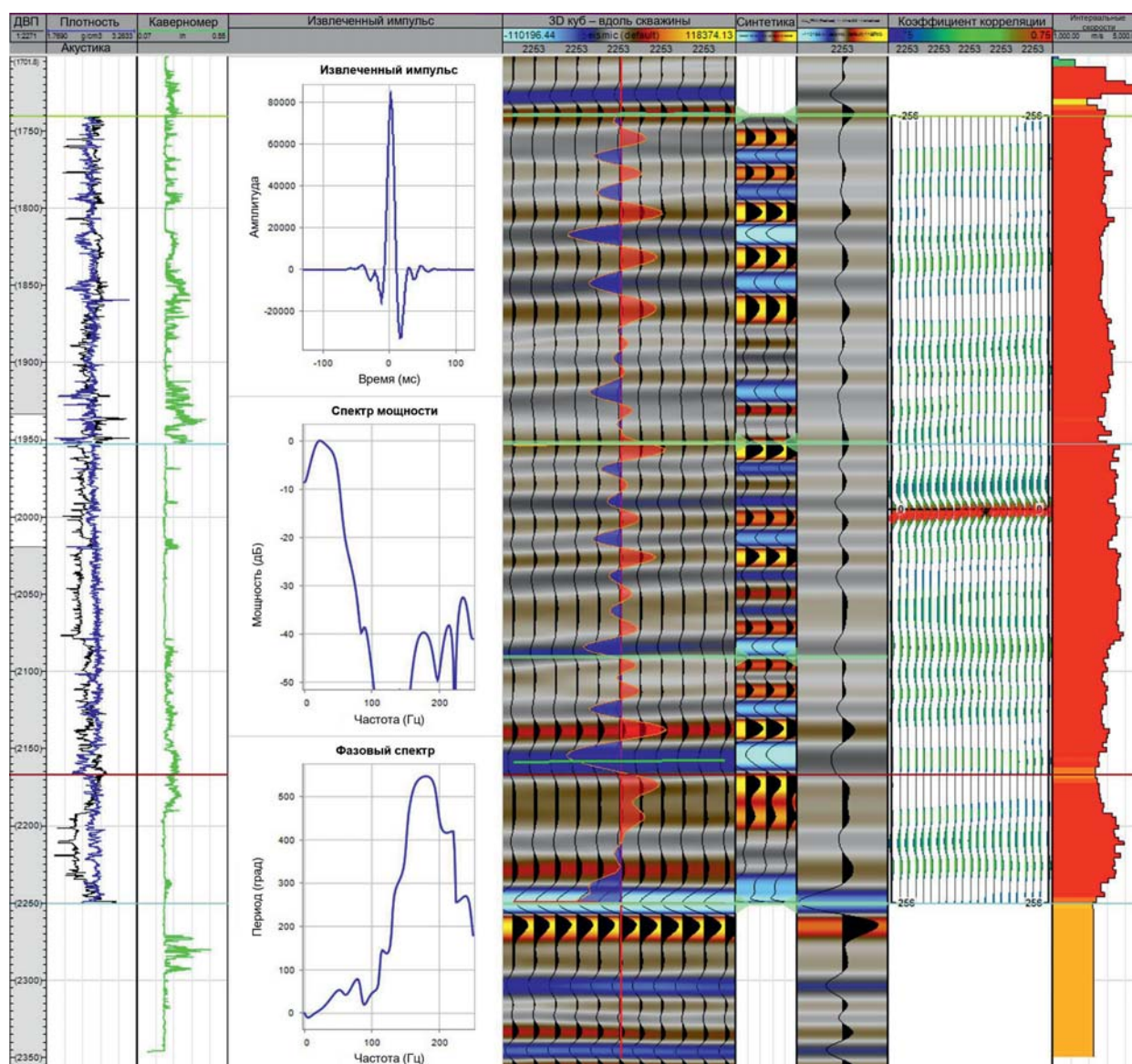


Рис. 2. Планшеты привязки скважин, полученные с помощью программы Petrel

Примечание: составлено авторами.

v_p^β – скорость волны, выраженная в м/с,
 α и β – эмпирически выведенные константы, $\alpha = 0,31$, $\beta = 0,25$.

Из анализа акустических свойств можно сделать вывод, что предпосылки на разделение коллектор–неколлектор, на песчаник и глину слабые, но они есть, что является обоснованием для проведения инверсии (рис. 3).

Отметим следующие этапы применяемой технологии сейсмической инверсии:

- предварительная подготовка данных сейсмике и географических информационных систем, извлечение импульсов;
- петрофизическое обоснование проведения сейсмической инверсии;

- построение низкочастотной модели;
- анализ параметров инверсии в скважинах и проведение инверсии по 3D-кубу исследуемой площади.

Для проведения акустической инверсии применяли 14 основных скважин, остальные скважины были использованы в качестве контрольных. После привязки скважин проведено извлечение уточненных импульсов для каждой из них. Важным этапом при проведении сейсмической инверсии является процедура построения низкочастотной модели, с помощью которой начинает работать алгоритм решения обратной задачи. Для создания фоновой модели в качестве исходной информации

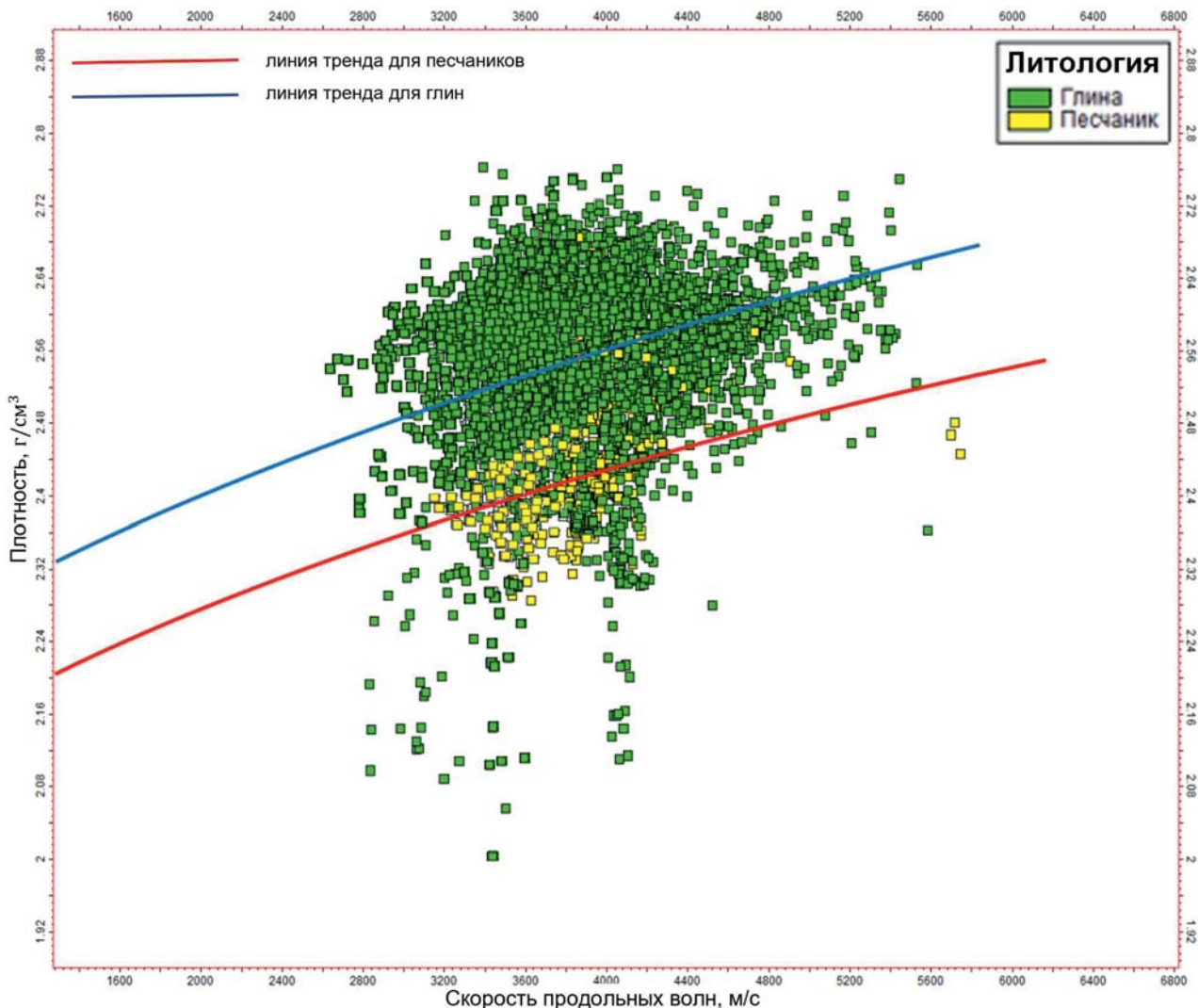


Рис. 3. График «скорость продольных волн – плотность» по всем скважинам (синяя кривая – значения акустического импеданса по скважинным параметрам, красная – значения акустического импеданса, полученные в результате инверсии)

Примечание: составлено авторами.

использовались кривые акустических импедансов в 14 скважинах и сейсмические горизонты. К полученному результату применялся фильтр низких частот с граничным значением 10 Гц во временной области.

На рис. 4 показан процесс подбора дистанции и весовых коэффициентов, с которыми каждая скважина оказывает влияние на конечный результат расчетов.

Далее выполнен расчет куба акустического импеданса с использованием среднего значения импульса. Одной из задач куба акустического импеданса является улучшение качества прослеживаемости отражающих горизонтов. На основе куба были прослежены отражающие горизонты в районе неокма в интервале 1975–2175 мс. Основным контролем качества выполненной акустической инверсии являлся анализ зависимостей между восстановленным и акустическим импедансом, рассчитанным по скважинным данным.

Импедансы сравнивали в сейсмическом диапазоне частот, для этого кривые акустического импеданса скважин были отфильтрованы с частотой 60 Гц, с применением обратного расчета синтетического сейсмического куба на основе сейсмического импульса. На рис. 5 последовательно показаны карта атрибута среднеквадратичных амплитуд и спектральная декомпозиция. Справа на рисунке имеются значения амплитуд: чем ниже амплитуды, тем темнее цвет (синий, фиолетовый), а высокие значения соответствуют зеленому, желтому и красному цветам.

Сейсмическая инверсия выполнялась в программном модуле Quantitative interpretation на основе метода детерминистической инверсии данных. Выполнена стандартизация кривых ГИС – геофизические исследования скважин, они были определены в интервале меловые-юрские отложения для устранения аномалий.

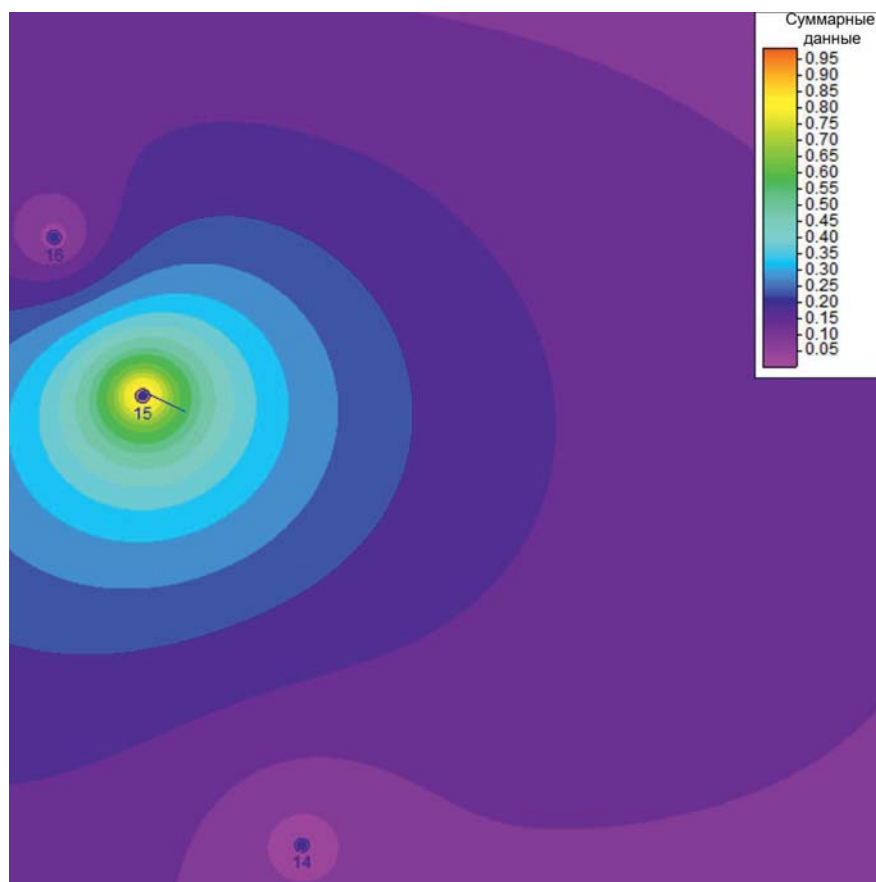


Рис. 4. Определение коэффициента влияния и дистанции каждой скважины при расчете низкочастотной фоновой модели

Примечание: составлено авторами.

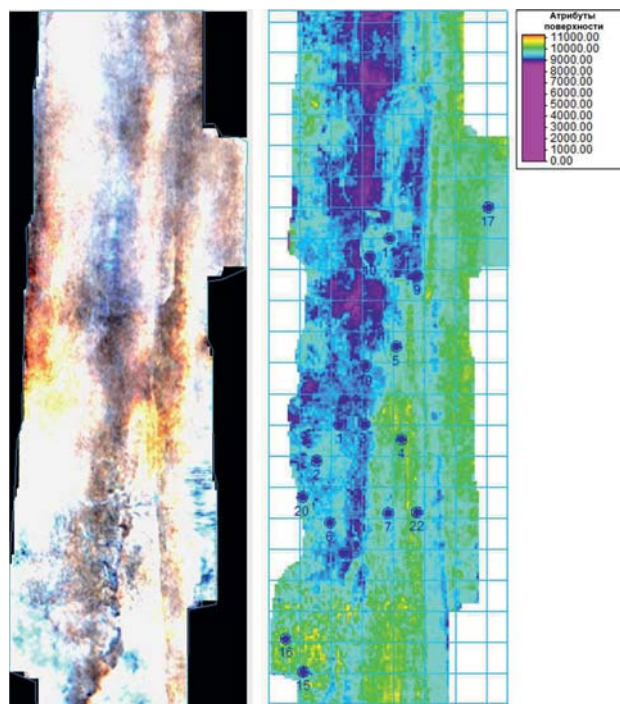


Рис. 5. Спектральная декомпозиция и карты атрибута среднеквадратичных амплитуд (слева – срез куба спектральной декомпозиции, справа – карта атрибута амплитуд, показывающая на возможное наличие углеводородов, RGB-смешивание)

Примечание: составлено авторами.

После проверки динамики получена спектральная декомпозиция на основе куба акустического импеданса, которая визуально подтверждает динамический анализ исследования. Высокие значения амплитуд могут говорить о наличии в изучаемой породе углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С помощью программного модуля построен куб акустического импеданса, по которому были прослежены отражающие горизонты в районе неокомских отложений. Произведена проверка правильности куба акустического импеданса, в работе сравнивали исходный и синтетический кубы. По кубу разности видно, что в неокомском интервале остался ус-

ловно только шум, в то время как в юрских отложениях амплитуды растут, т.к. инверсия узконаправленная. Результаты инверсии могут быть использованы для принятия важных решений, связанных с разработкой ресурсов, строительством производственной инфраструктуры, оценкой геологической стабильности, проведения геолого-разведочных и геофизических работ по добыче нефти и газа.

Проведя анализ динамических атрибутов, на основе отражающих горизонтов по кубу акустического импеданса можно заключить, что высокие значения амплитуд позволяют сделать вывод о наличии в породе углеводородов для последующей рекомендации на заложение скважин добычи нефти и газа.

Список источников

1. Шаповалов М. Ю., Хамитуллин И. М., Шакиров Р. Р. и др. Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 3. С. 49–56.
2. Ненюкова А. И., Спичак В. В. Поиск перспективных участков для разведки геотермальных ре-

References

1. Shapovalov M. Yu., Khamitullin I. M., Shakirov R. R. et al. Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesources*. 2023;25(3):49–56. (In Russian).
2. Nenyukova A. I., Spichak V. V. Search for promising locations to explore geothermal resources based on

- сурсов на основе комплексного анализа разрезов петро- и теплофизических свойств пород // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46, № 1. С. 6–19.
3. Ognev I. N., Ebbing J., Lösing M. B. et al. The thermal state of Volgo–Uralia from Bayesian inversion of surface heat flow and temperature. *Geophysical Journal International*. 2023;232(1):322–342.
 4. Алексеев М. М., Семенов О. Ю. Место и роль технологий горения в разработке нефтяных и газовых месторождений // Нефтяная столица : сб. материалов Шестого междунар. молодежного науч.-практич. форума, 22–23 марта 2023 г., г. Москва. М. : Центр научно-технических решений (АНО ЦНТР), 2023. С. 24–28.
 5. Guo Z., Lv X., Liu C. et al. Characterizing gas hydrate-bearing marine sediments using elastic properties – Part 2: Seismic inversion based on a pore-filling–solid matrix decoupling scheme. *J Mar Sci Eng*. 2022;10(10):1497.
 6. Дёмко А. И., Семенов О. Ю. Телекоммуникационная система мониторинга и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : производственно-практич. изд. Сургут : Изд. центр СурГУ, 2020. 201 с.
 7. Кузнецов О. Л., Гайнанов В. Г., Радван А. А. и др. Применение сейсмических рассеянных и эмиссионных волн для повышения эффективности освоения месторождений углеводородов // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2017. № 4. С. 54–59.
 8. Алексеев А. Д., Ганиев М. И., Дёмко А. И. и др. Метод исследования стратификации газов сканирующим лазерным лучом при обнаружении утечек из нефтепровода // Вестник кибернетики. 2018. № 4. С. 120–128.
 9. Миронов Д. Т., Ашмян К. Д., Гореликов А. В. Учет особенностей строения пластов баженовской свиты при построении гидродинамических моделей и моделировании термогазового воздействия // Вестник кибернетики. 2018. № 2. С. 109–119.
 10. Полищук А. М., Якуш С. Е., Хлебникова Т. Д. и др. Возможный сценарий добычи сланцевой нефти Баженовской нефтематеринской свиты // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. № 4. С. 9–23. DOI 10.17122/ntj-oil-2022-4-9-23.
 11. Барышев Л. А., Редкоп В. А., Шехтман Г. А. Возможности изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. 2009. № 2. С. 64–76.
 12. Данько Д. А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным // Геофизика. 2016. № 1. С. 2–11.
 - joint analysis of sections of petro- and thermophysical properties of rocks. *Earth Sciences and Subsoil Use*. 2023;46(1):6–19. (In Russian).
 3. Ognev I. N., Ebbing J., Lösing M. B. et al. The thermal state of Volgo–Uralia from Bayesian inversion of surface heat flow and temperature. *Geophysical Journal International*. 2023;232(1):322–342.
 4. Alekseev M. M., Semenov O. Yu. Role and place of combustion technologies in the development of oil and gas fields. In: *Proceedings of the Sixth International Youth Applied Research Forum “Oil Capital”*, March 22–23, 2023, Moscow. Moscow: Tsentr nauchno-tekhnicheskikh reshenii (ANO TsNTR); 2023. p. 24–28. (In Russian).
 5. Guo Z., Lv X., Liu C. et al. Characterizing gas hydrate-bearing marine sediments using elastic properties – Part 2: Seismic inversion based on a pore-filling–solid matrix decoupling scheme. *J Mar Sci Eng*. 2022;10(10):1497.
 6. Dyomko A. I., Semenov O. Yu. Telekommunikatsionnaya sistema monitoringa i ekspluatatsii magistralnykh neftegazoprovodov. Trade edition. Surgut: Publishing house of SurGU; 2020. 201 p. (In Russian).
 7. Kouznetsov O. L., Gaynanov V. G., Radwan A. A. et al. Application of scattered and emitted seismic waves for improving efficiency of exploration and development of hydrocarbon fields. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2017;(4):54–59. (In Russian).
 8. Alekseev A. D., Ganiev M. I., Dyomko A. I. et al. Method of testing gas stratification with scanning laser ray for detecting leakage from oil pipeline. *Proceedings in Cybernetics*. 2018;(4):120–128. (In Russian).
 9. Mironov D. T., Ashmyan K. D., Gorelikov A. V. Features of Bazhenov Formation’s seam structure in the construction of hydrodynamic models and thermal gas treatment modeling. *Proceedings in Cybernetics*. 2018;(2):109–119. (In Russian).
 10. Polishchuk A. M., Yakush S. E., Khlebnikova T. D. et al. Possible scenario for shale oil production in the Bazhenov Formation. *Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields*. 2022;(4):9–23. DOI 10.17122/ntj-oil-2022-4-9-23. (In Russian).
 11. Baryshev L. A., Redekop V. A., Shekhtman G. A. Vozmozhnosti izucheniia terrigennykh kolektorov nazemnoi i skvazhinnoi seismorazvedkoi v Vostochnoi Sibiri. *Tekhnologii seismorazvedki*. 2009;(2):64–76. (In Russian).
 12. Danko D. A. Comparison of deterministic acoustic inversion methods for prediction of the prospective acoustically contrast objects from seismic data. *Journal of Geophysics*. 2016;(1):2–11. (In Russian).
 13. Berdov V. A., Vlasov A. A., Lapkovsky V. V. Detection of reservoir boundaries in well profiles according to the well log via Petrel. In: *Interekspo Geo-Sibir: Proceedings of the 8th International Conference “Nedropolzovanie. Gornoe delo. Novye napravleniia i tekhnologii poiska, razvedki i*

13. Бердов В. А., Власов А. А., Лапковский В. В. Выделение пластов межскважинного пространства по данным каротажа в программном комплексе Petrel // Интерэкспо Гео-Сибирь-2012 : VIII Междунар. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых», 10–20 апреля 2012 г., г. Новосибирск. Новосибирск, 2012. № 2. С. 76–80.
14. Шпильман В. И., Солопакина Л. А., Пятков В. И. Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : материалы 2-й науч.-практич. конф. Ханты-Мансийск : Путиведь, 1999. С. 96–115.
15. Губерман Ш. А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. М. : Недра, 1987. 260 с.
16. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа : атлас. URL: <https://crru.ru/atlas.html> (дата обращения: 09.01.2023).
17. Gardner G. H. F., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*. 1974;39:770–780.
- razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh*”, April 10–20, 2012, Novosibirsk. Novosibirsk; 2012. No. 2. p. 76–80. (In Russian).
14. Shpilman V. I., Solopakhina L. A., Pyatkov V. I. Novaia tektonicheskaia karta Tsentralnykh raionov Zapadnoi Sibiri. In: *Proceedings of the 2nd Research-to-Practice Conference “Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO”*. Khanty-Mansiysk: Putived; 1999. p. 96–115. (In Russian).
15. Guberman Sh. A. Neformalnyi analiz dannykh v geologii i geofizike. Moscow: Nedra; 1987. 260 p. (In Russian).
16. Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Atlas. URL: <https://crru.ru/atlas.html> (accessed: 09.01.2023). (In Russian).
17. Gardner G. H. F., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*. 1974;39:770–780.

Информация об авторах

М. М. Алексеев – кандидат физико-математических наук, доцент.

О. Ю. Семенов – кандидат физико-математических наук, доцент.

С. М. Сысоев – кандидат физико-математических наук, доцент.

Д. С. Фурукин – инженер.

Information about the authors

M. M. Alekseev – Candidate of Sciences (Physics and Mathematics), Docent.

O. Yu. Semenov – Candidate of Sciences (Physics and Mathematics), Docent.

S. M. Sysoev – Candidate of Sciences (Physics and Mathematics), Docent.

D. S. Furukin – Engineer.