

УДК 553.982.231

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49

Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла

© 2022 г. | А.В. Мельников, Д.А. Коряков, Я.А. Мирясова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; Тюмень, Россия; avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru; dakoryakov@tnnc.rosneft.ru; yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Поступила 25.03.2022 г.

Доработана 30.06.2022 г.

Принята к печати 15.07.2022 г.

Ключевые слова: акустическая инверсия; формация Мирадор; МОГТ-3D.

Аннотация: Месторождение Альтуритас представляет собой большую замкнутую структуру, изменяющуюся в направлении юг – север. Бурение скважин производилось в 1948–2009 гг. Основным целевым объектом работы являлась формация Мирадор палеогенового возраста. Формация имеет трехчленное строение и сложена песчаниками светлыми крупнозернистыми в основании цикла и мелко-среднезернистыми — в средней и верхней частях разреза, повсеместно встречаются угли. Отложения накапливались в континентальной флювиальной обстановке с западным источником сноса. Основные открытые нефтяные залежи месторождения находятся ниже формации Мирадор, в интервале формации Марселина. Применение акустической детерминистической инверсии на архивном сейсмическом материале позволило получить дополнительную геологическую информацию. Выбор акустической инверсии обусловлен имеющимся входным набором данных: суммированный сейсмический куб МОГТ-3D и кривые кавернометрии, акустического и плотностного, гамма-каротажа в скважинах. Акустическая детерминистическая инверсия для отложенной формации Мирадор выполнена впервые. Для интерпретации полученных результатов инверсии использовались все доступные геологические и геофизические данные (РИГИС). На примере отложений формации Мирадор показана методика расчета инверсии и построения куба литологии. Применение акустической детерминистической инверсии позволило рассчитать прогнозные эффективные толщины по площади и подтвердить концептуальную модель отложенной формации Мирадор.

Для цитирования: Мельников А.В., Коряков Д.А., Мирясова Я.А. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49.

Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of Acoustic Inversion

© 2022 | A.V. Mel'nikov, D.A. Koryakov, Ya.A. Miryasova

Tuymen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru; dakoryakov@tnnc.rosneft.ru; yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Received 25.03.2022

Revised 30.06.2022

Accepted for publication 15.07.2022

Key words: Acoustic Inversion; Mirador formation; 3D CDP seismics.

Abstract: The Alturitas field is a large South-North trending closure. Wells were drilled between 1948 and 2009. Paleogene Mirador formation was the main target of the work. The formation has a tripartite structure; it is represented by coarse-grained light-coloured sandstone in the cycle base and fine- and medium-grained sandstone in the middle and upper part of the section, with ubiquitous coals. Sediments accumulated in the continental fluvial environment with the provenance area to the west of it. The main oil accumulations discovered occur in the Marcelina formation underlying the Mirador formation. Deterministic Acoustic Inversion applied to legacy seismic data allowed obtaining additional geological information. The choice of the Acoustic Inversion is conditioned by the available data set, namely: stacked 3D CDP cube and caliper, acoustic and density, and gamma-ray logging diagrams in the wells. Deterministic Acoustic Inversion is for the first time carried out for the Mirador formation. The authors used all the available geological and geophysical data to interpret the results obtained. Methodology of Acoustic Inversion calculation and lithology cube building is shown by the example of the Mirador formation. Deterministic Acoustic Inversion allowed calculating the predicted net thickness over the study area and confirming the conceptual model of the Mirador formation.

For citation: Mel'nikov A.V., Koryakov D.A., Miryasova Ya.A. Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of Acoustic Inversion. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49. In Russ.

Введение

Основная задача данной статьи — выделение коллекторов на месторождении Альтуритас в интервале формации Мирадор на основе куба акустического импеданса, полученного с использованием алгоритмов акустической детерминистической инверсии.

Месторождение Альтуритас представляет собой большую замкнутую структуру, изменяющуюся в направлении юг – север. Скважины бурились в 1948–2009 гг. Основные нефтяные залежи месторождения находятся в формации Марселина под формацией Мирадор. Формация Марселина сложена преимущественно глинами и песчаниками с очень редкими включениями карбонатизированных песчаников и углей. Формация Мирадор палеогенового возраста имеет трехчленное строение и представлена песчаниками светлыми крупнозернистыми в основании цикла и мелко-среднезернистыми в средней и верхней частях разреза, повсеместно встречаются угли. Отложения формации Мирадор накапливались в континентальной флювиальной обстановке с западным источником сноса. Тектоническая активность отражается в резких изменениях мощностей толщин формации Мирадор. Обстановки осадконакопления определены как речные и дельтовые. Территория исследования изучена глубоким бурением, пробурено 76 скважин, проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D и МОГТ-3D. Акустическая детерминистическая инверсия выполнена впервые для отложений формации Мирадор месторождения Альтуритас.

По качеству материалов ГИС фонд скважин можно разделить на две группы. Первая — относительно новые скважины, состояние ствола и качество записи ГИС в них оценены как хорошие, каверны в таких скважинах наблюдаются только в углистых разностях. В дальнейшем такие скважины использовались как эталонные.

Вторая группа — это старый фонд скважин, с которыми возникала проблема при подготовке исходных данных для сейсмической инверсии. Во время бурения скважин образовывались большие каверны, местами превышающие номинальный диаметр скважины более чем в два раза. Кавернозность ствола скважины приводит к искажению акустического и плотностного каротажа, что является входной информацией для инверсии. Существующие данные невозможно напрямую использовать, поэтому было принято решение рассчитать синтетические кривые в местах с некондиционной записью.

Стоит отметить, что наличие только суммарного куба ограничивает выбор в типах инверсии и исключает возможность AVO- и синхронную инверсию до суммирования [1, 2].

Подготовка кривых ГИС

В рамках подготовки кривых ГИС из фонда отобраны скважины с минимальным стволом, про-

веден контроль качества данных ГИС. Кривые ГИС были увязаны и нормированы на эталонные данные керна и выдержанные в разрезе пласты-реперы.

Было выявлено серьезное влияние каверн на методы ГИС в интервалах глин, где увеличение диаметра составляло более чем в два раза. Наличие таких каверн сильно искажает показания методов ГИС, делая их абсолютно неинформативными. Наибольшему искажению был подвержен метод ГТКп, обладающий малым радиальным разрешением. Для корректности расчетов акустической инверсии произведены расчеты синтетических кривых АК и ГТКп в интервалах каверн и брака записи с использованием комплекса ГК. На рис. 1 А, В продемонстрированы кросс-плоты для расчета синтетических кривых с использованием метода ГК.

На рис. 2 представлен планшет, демонстрирующий влияние каверн, а также сравнение синтетической кривой ГТКп с записанной в открытом стволе методом ГТКп. Серым цветом показаны интервалы некондиционной записи ГИС, нуждающиеся в ректировке.

Обоснование расчета акустической инверсии

Для предварительной оценки возможности выделения коллекторов по материалам сейсмической инверсии необходимо определить их установление в поле упругих параметров в масштабе скважинных данных. В зависимости от итогов проведенного анализа можно сделать вывод — следует ли выполнять сейсмическую инверсию и что мы можем ожидать от нее.

По скорректированным данным плотностного и акустического каротажа в скважинах были рассчитаны кривые акустического импеданса (AI). На рис. 3 показан анализ деления литотипов коллектор – неколлектор для целевого пласта. Как видно из гистограммы, присутствует хорошая дифференциация по упругим свойствам. Значение AI, равное 32 257 фут/с на г/см³, позволит разделить коллектор и неколлектор.

Расчет акустической инверсии

Сейсмостратиграфическая привязка выполнялась путем сопоставления отражающего горизонта (ОГ) с геологическими реперами, сейсмическое волновое поле соотносилось с синтетической трассой, рассчитанной по скважинным данным. В качестве входных данных использовались кривые сейсмокаротажа, акустики и плотности. Для предварительной привязки применялся модельный нуль – фазовый импульс Риккера с частотой 24 Гц, которая подбиралась по данным анализа спектра сейсмических данных в зоне интереса.

При сопоставлении синтетической трассы и реального разреза априорный скоростной закон оптимизировался для достижения наилучшего соответствия скважинных данных и сейсмического разреза (рис. 4). Редакция скоростного закона проводилась с использованием инструментов временных сдви-

Рис. 1. Зависимости для формации Мираддор

Fig. 1. Crossplots for the Mirador formation

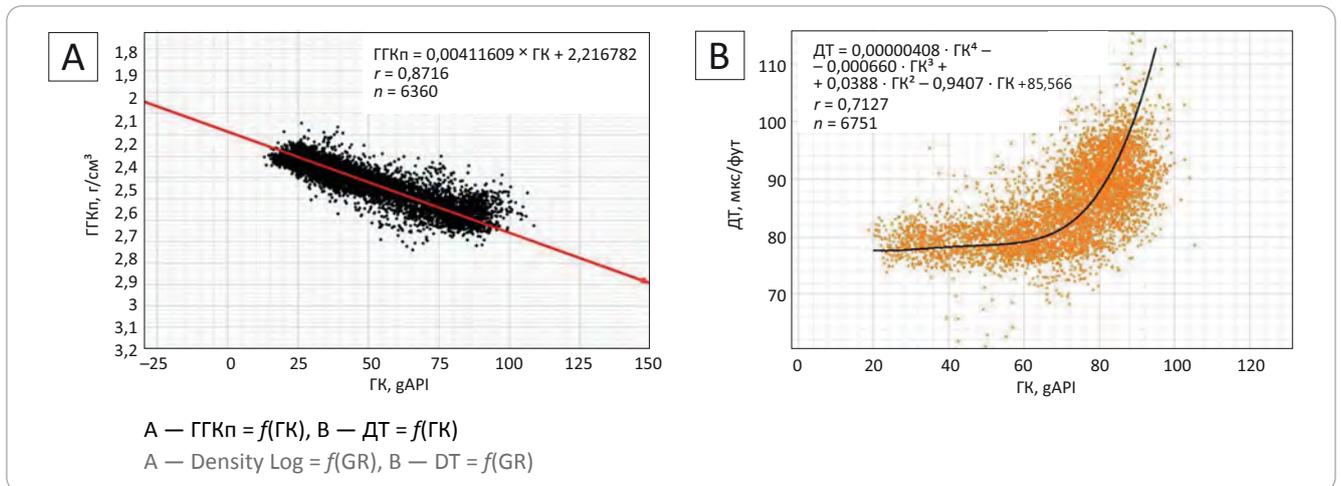
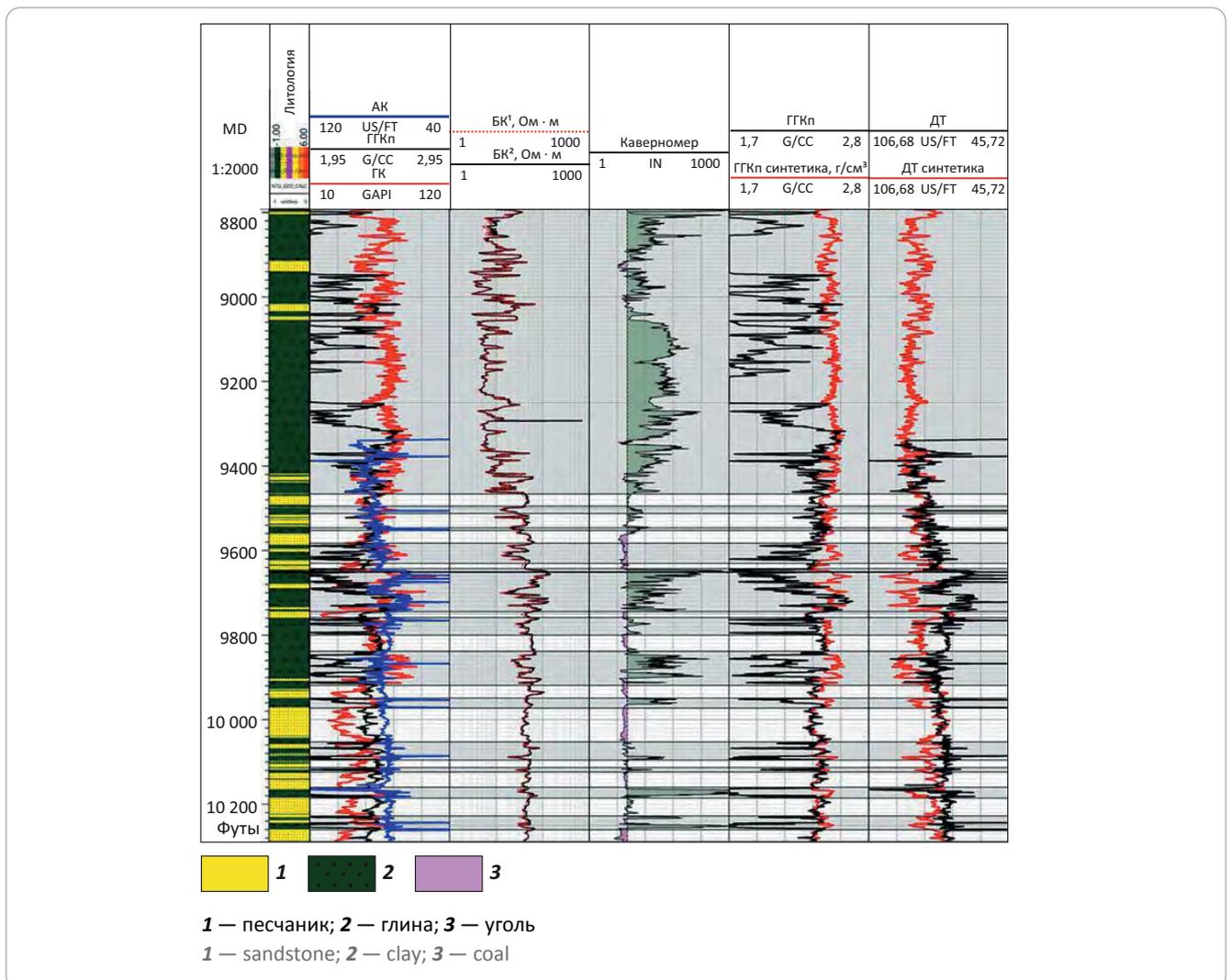


Рис. 2. Планшет скв. ALT-39

Fig. 2. Composite log, ALT-39 well

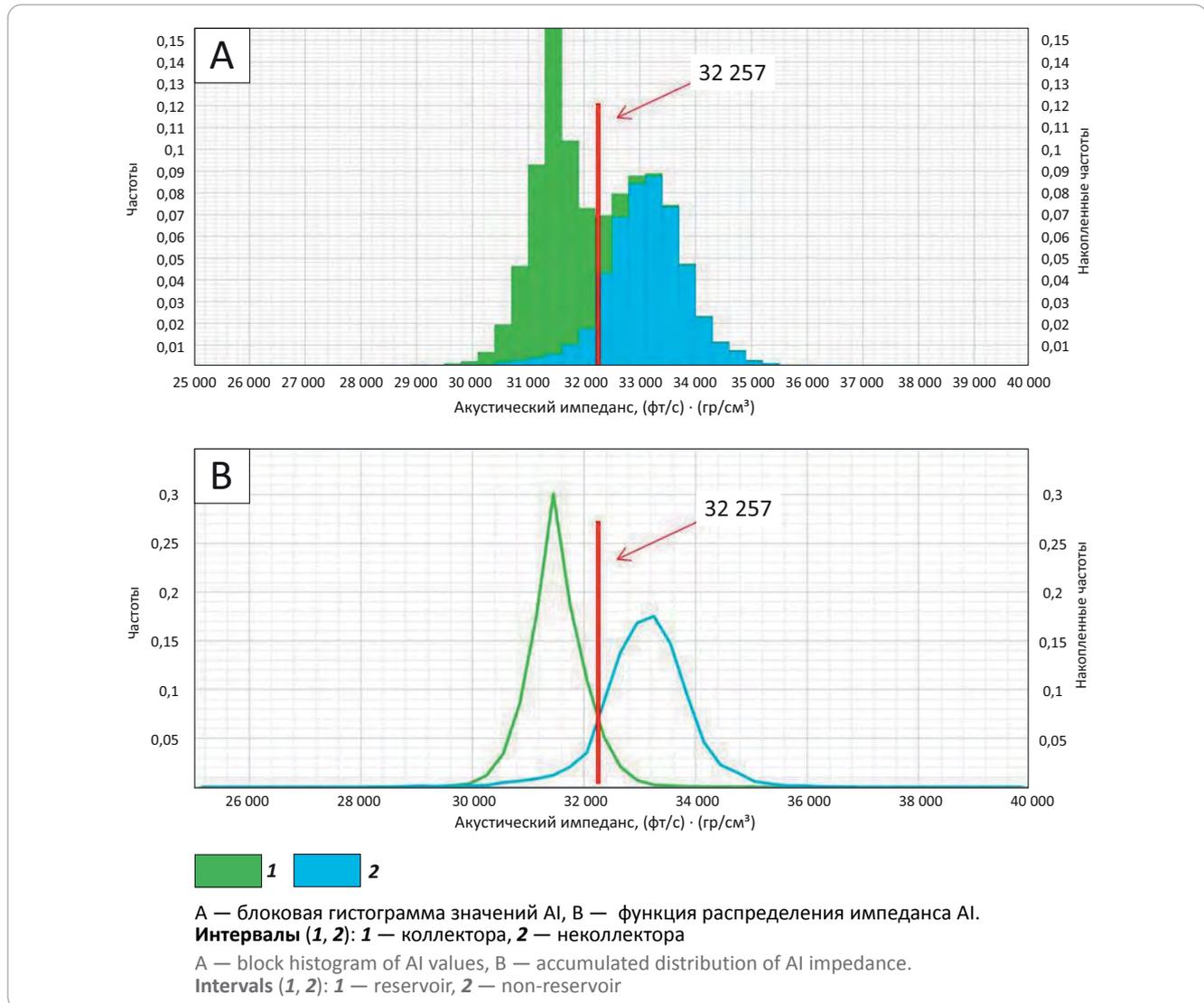


гов и растяжения/сжатия по времени, оценка — с использованием функции взаимной корреляции между синтетической трассой и реальной трас-

сой в целевом интервале. После предварительной привязки оценивался импульс для скважины с надежными коэффициентами корреляции (рис. 5 А),



Рис. 3. Гистограмма распределения значений AI
Fig. 3. Histogram of AI values



согласно которой было принято решение провести фазовый поворот сеймики. Для последующей работы отбирались скважины с наивысшим коэффициентом корреляции между синтетической трассой и реальной, всего было выбрано 8 скважин.

После получения окончательных скоростных законов и ввода фазовой поправки в целевом интервале производился анализ импульсов, на основе которого был получен осредненный импульс для расчета инверсии (см. рис. 5 В).

Процедура динамической инверсии волнового поля представляет собой обратную задачу определения величин импеданса (произведение скорости на плотность) пород, слагающих разрез по амплитудам отраженных продольных волн. В связи с тем, что в наблюдаемом волновом поле отсутствуют низкие частоты, необходимо получить их с использованием скважинных данных (рис. 6). Для решения этой задачи была построена низкочастотная фоновая модель, в рамках которой получено

распределение импеданса и плотности по площади. В качестве входных данных для построения использованы ОГ как от кровли формации Мирадор, так и отражения от выше- и нижележащих кровель формаций Ла Сьерра и Марселина, Гуасара. Скважинная информация использовалась по данным 8 скважин, в которых были получены высокие коэффициенты корреляции. Скважинные данные (скорость продольной волны, плотность и акустический импеданс) интерполировались с применением метода обратновзвешенных расстояний (IDP) в соответствии с полученным каркасом. Такая фоновая модель фильтровалась по высокой полосе частот (10/15 Гц) (рис. 7).

В качестве алгоритма инверсии использовался алгоритм, в основе которого лежит подбор в каждой точке ОГ Т такой кривой акустической жесткости, чтобы рассчитанная сейсмотрасса имела минимальное отклонение от наблюдаемой [3]. Расчет оптимальной кривой акустической жесткости производится методом наименьших квадратов.

Рис. 4. Сопоставление между синтетической и реальной трассами на примере скв. ALT-32
Fig. 4. Comparison of synthetic and real traces by the example of ALT-32 well

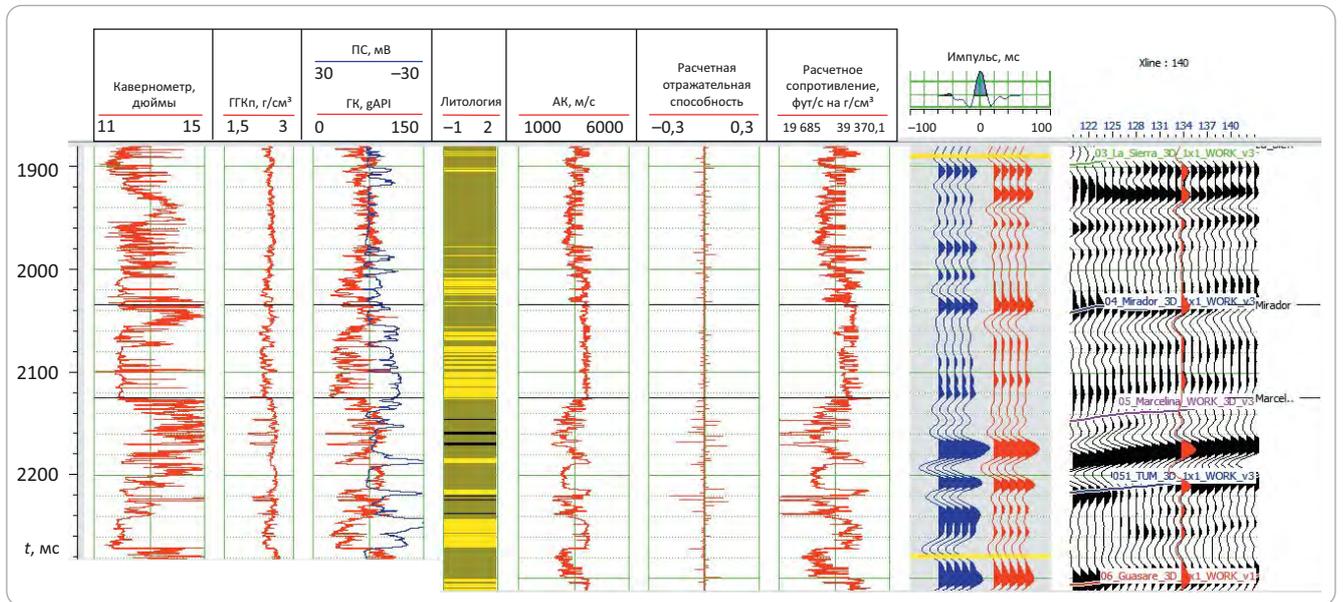
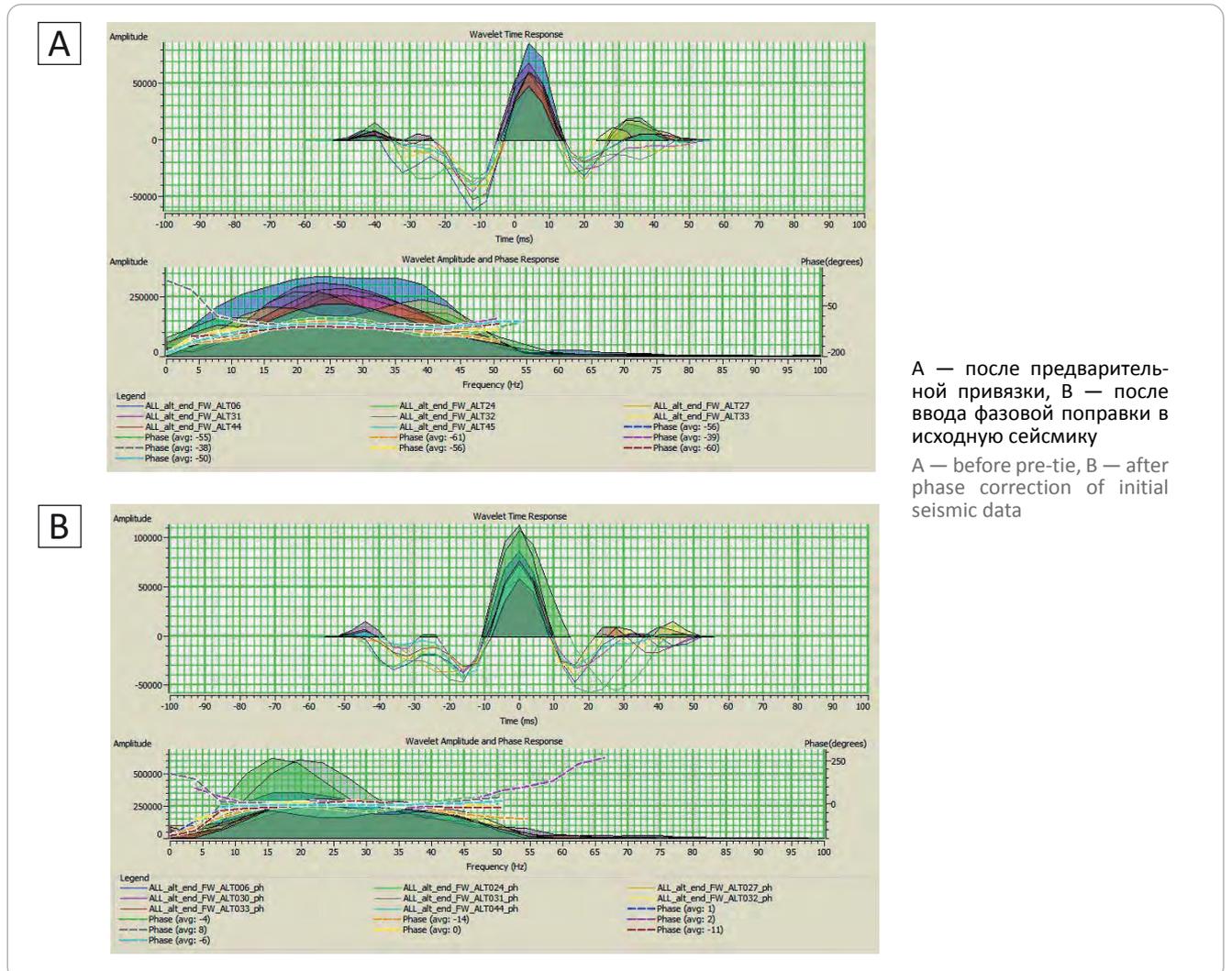


Рис. 5. Анализ импульсов
Fig. 5. Wavelet analysis



A — после предварительной привязки, B — после ввода фазовой поправки в исходную сейсмiku
 A — after pre-tie, B — after phase correction of initial seismic data

Рис. 6. Амплитудно-частотная характеристика целевого интервала

Fig. 6. Amplitude-frequency curve for the target interval

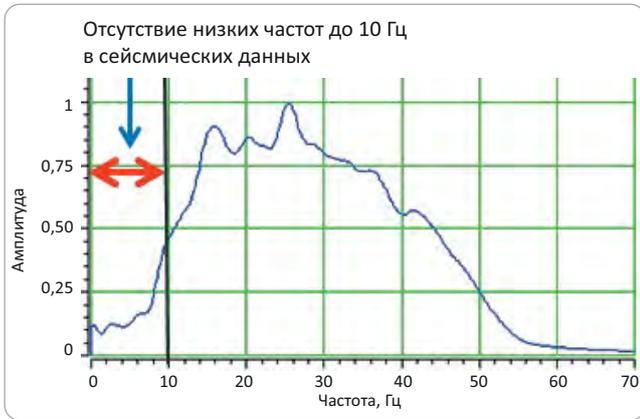
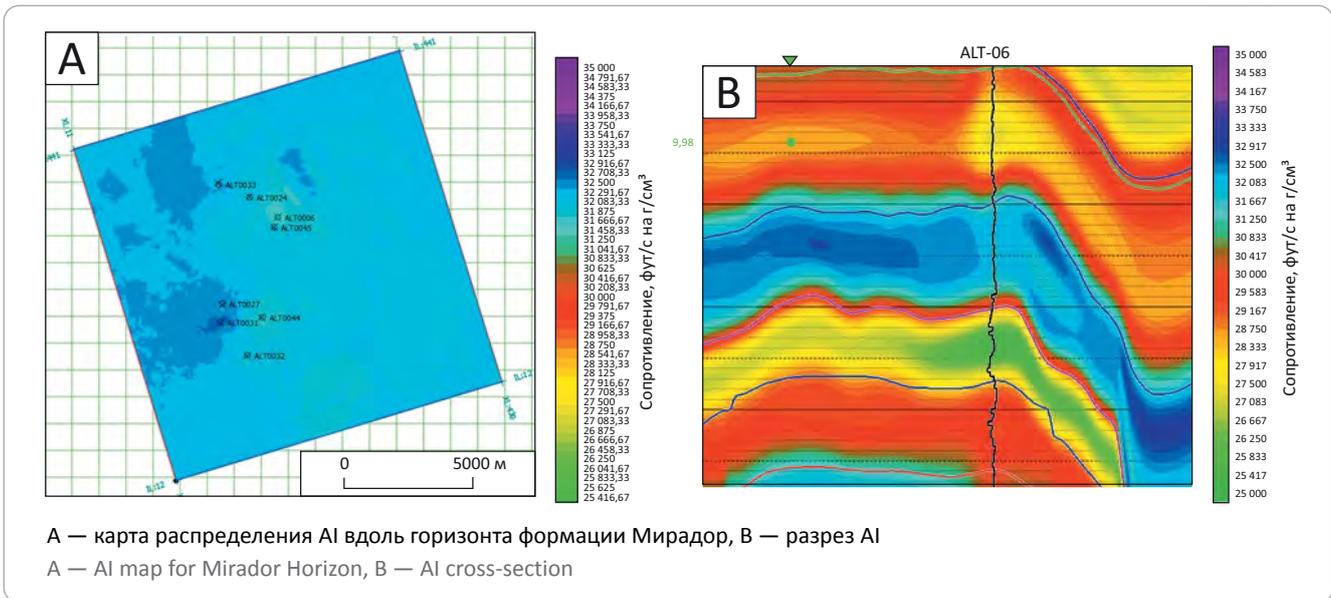


Рис. 7. Распределение свойств низкочастотной модели на примере А1

Fig. 7. Property distribution in low-frequency model by the example of A1



A — карта распределения AI вдоль горизонта формации Мирадор, B — разрез AI
A — AI map for Mirador Horizon, B — AI cross-section

инверсии с жесткими границами, обеспечивающий максимальное разрешение по вертикали и наиболее точное соответствие синтетической и наблюдаемой сейсмотрасс (средняя невязка 0,16). Анализ показал, что оптимальными параметрами алгоритма являются: число итераций — 3, максимальное допустимое отклонение от модели — $\pm 25\%$.

На рис. 8 представлен пример анализа значений ошибок синтетических и реальных трасс, а также показана разница замеренных и восстановленных кривых импедансов. Интервал, содержащий отложения с включением пропластков углей, восстанавливается менее точно (интервал под формацией Марселина). В целевом интервале ошибки небольшие, что позволяет сделать вывод о том, что параметры инверсии подобраны оптимально и до-

Подбор параметров инверсии осуществлялся с использованием модуля Inversion analysis. Анализировалось схождение исходной кривой импеданса с восстановленной кривой из сейсмических данных. Сравнивались такие параметры, как корреляция между синтетическими и наблюдаемыми сейсмотрассами в точках скважин, а также отклонение рассчитанной кривой импеданса от зарегистрированной в скважине. Оптимальному решению отвечает минимум обоих параметров. В процессе анализа был выбран алгоритм инверсии с жесткими ограничениями, подбор кривой акустической жесткости осуществляется путем итеративного определения оптимальных отклонений от начальной низкочастотной модели. С каждой итерацией различие между синтетической и исходной сейсмотрассами уменьшается. При этом отклонение оптимальной кривой акустической жесткости от начальной модели не должно превышать заданного порогового значения (*жесткой границы*). Для решения задачи был выбран алгоритм модельной

статочной точно обеспечивают восстановление сейсмического поля и кривых акустического импеданса для последующего использования.

На рис. 9 представлен график зависимости значений исходного и расчетного акустических импедансов в целевом интервале по 8 скважинам.

На рис. 10 результат расчета значений куба импеданса сравнивается с данными, полученными по скважине, предварительно отфильтрованными в сейсмическую полосу частот.

Основной целью получения инверсии являлось получение куба литологии формации Мирадор на основе анализа гистограммы распределения значений AI для интервалов коллектора и неколектора (рис. 11).

Рис. 8. Анализ ошибки восстановления AI на примере скв. ALT-06

Fig. 8. Analysis of AI error by the example of ALT-06 well

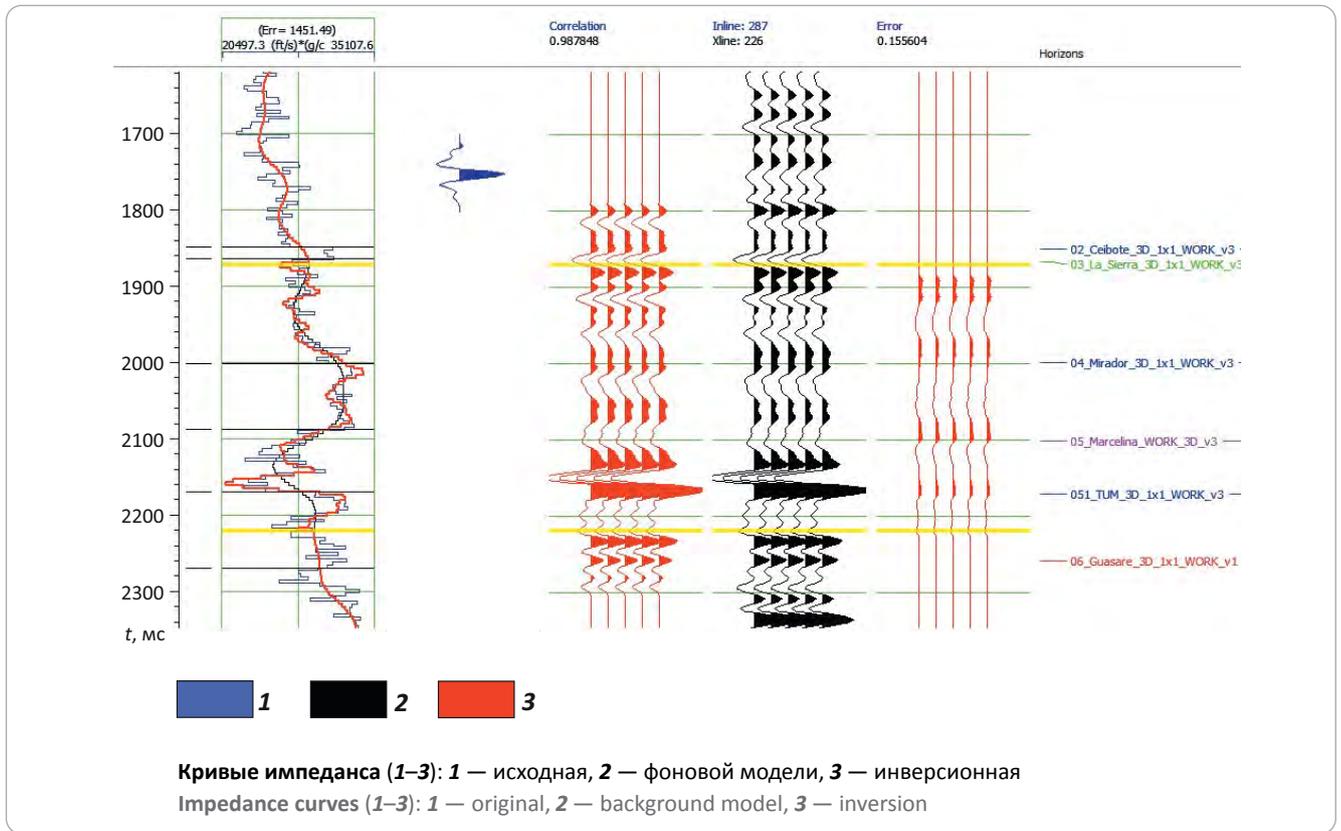


Рис. 9. График зависимости значений замеренного и расчетного импедансов в целевом интервале

Fig. 9. Diagram of P-impedance (inverted log) vs P-impedance (original log) in the target interval

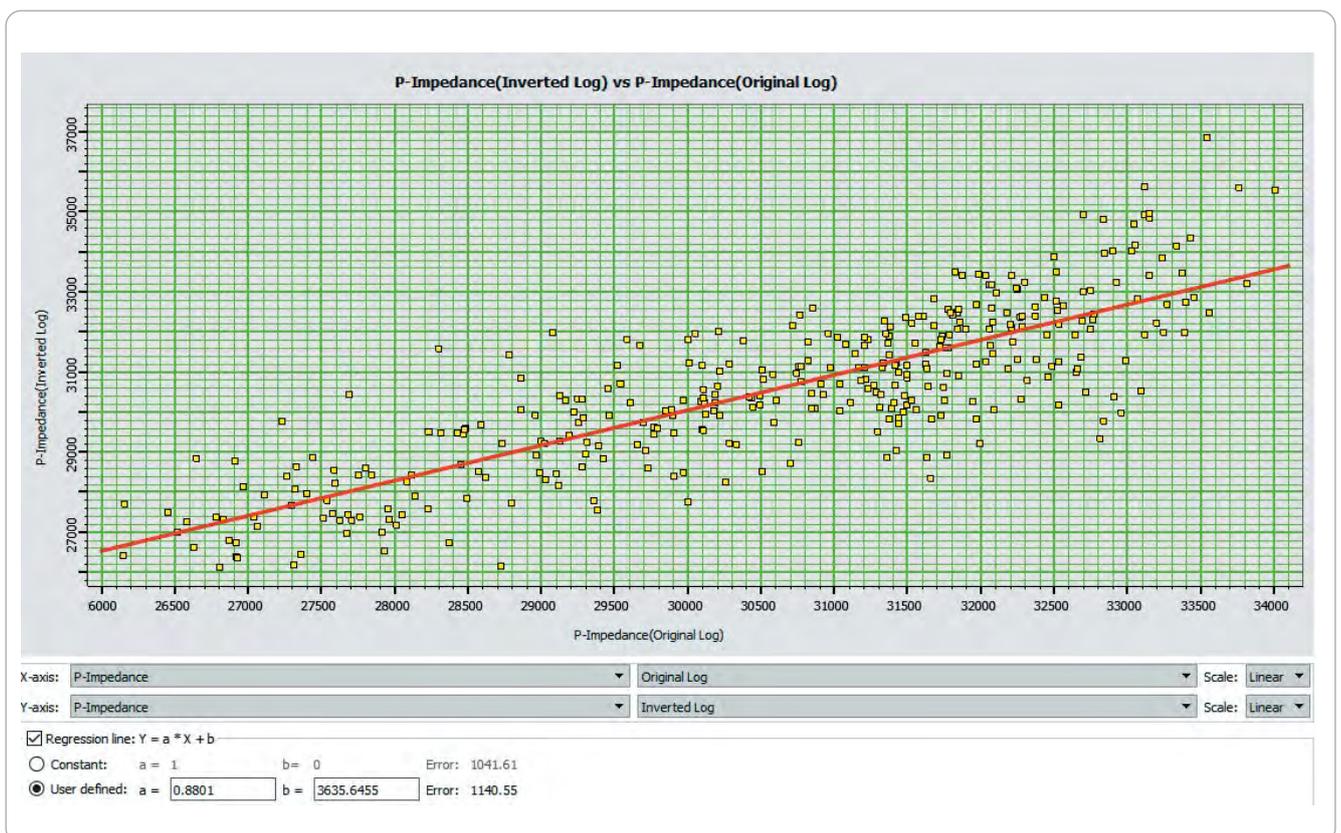
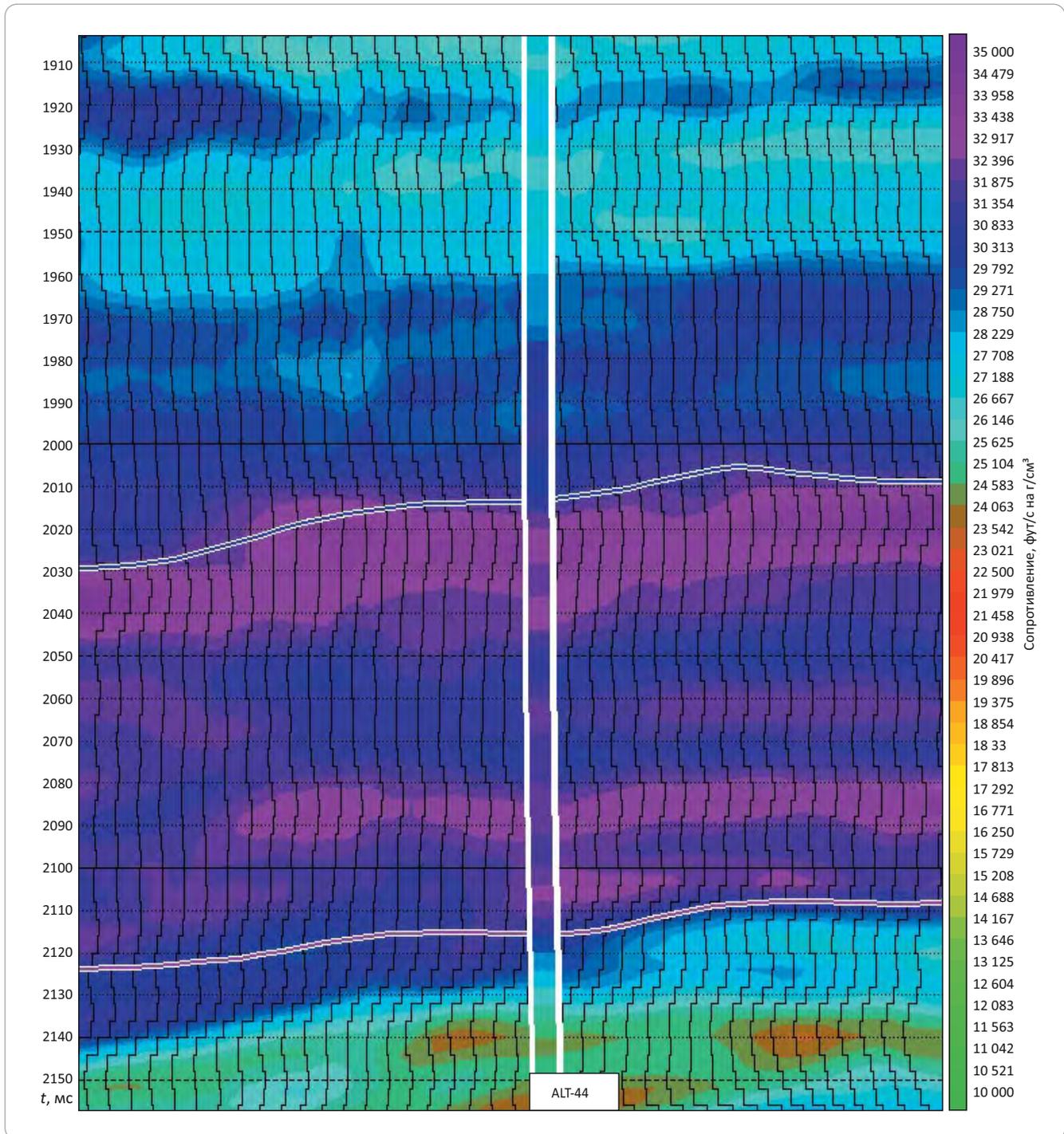




Рис. 10. Сравнение значений куба импеданса с отфильтрованными данными в сейсмической полосе частот на примере скв. ALT-44

Fig. 10. Comparison of the Impedance cube values with filtered data in seismic frequency bandwidth by the example of ALT-44 well



Разрез через скважины на рис. 12 показывает хорошую сходимость между скважинными данными и кубом литологии, цель инверсии достигнута. На основе использования архивного сейсмического материала получена дополнительная геологическая информация, которая позволит оценить эффективные толщины в межскважинном пространстве и подтвердить концептуальную модель отложений формации Мирадор.

Отложения формации Мирадор относятся к континентальным русловым. По данным ГИС формация продуктивна на месторождении Альтуритас. Испытания по формации отсутствуют¹.

Общая толщина по скважинам варьирует от 101 до 1081 фут. Вскрытая скважинами эффективная

¹Вирский Д.А. Мирясова Я.А., Алейников Е.В. Отчет «Проект разработки и оптимизации системы заведения формации Марселина месторождения Альтуритас». – Тюмень : ТННЦ, 2018. – 294 с.

Рис. 11. Сравнение полученного куба литологии (А) с кубом AI (В) на примере скв. ALT-44
Fig. 11. Comparison of the obtained lithology cube (A) and AI cube (B) by the example of ALT-44 well

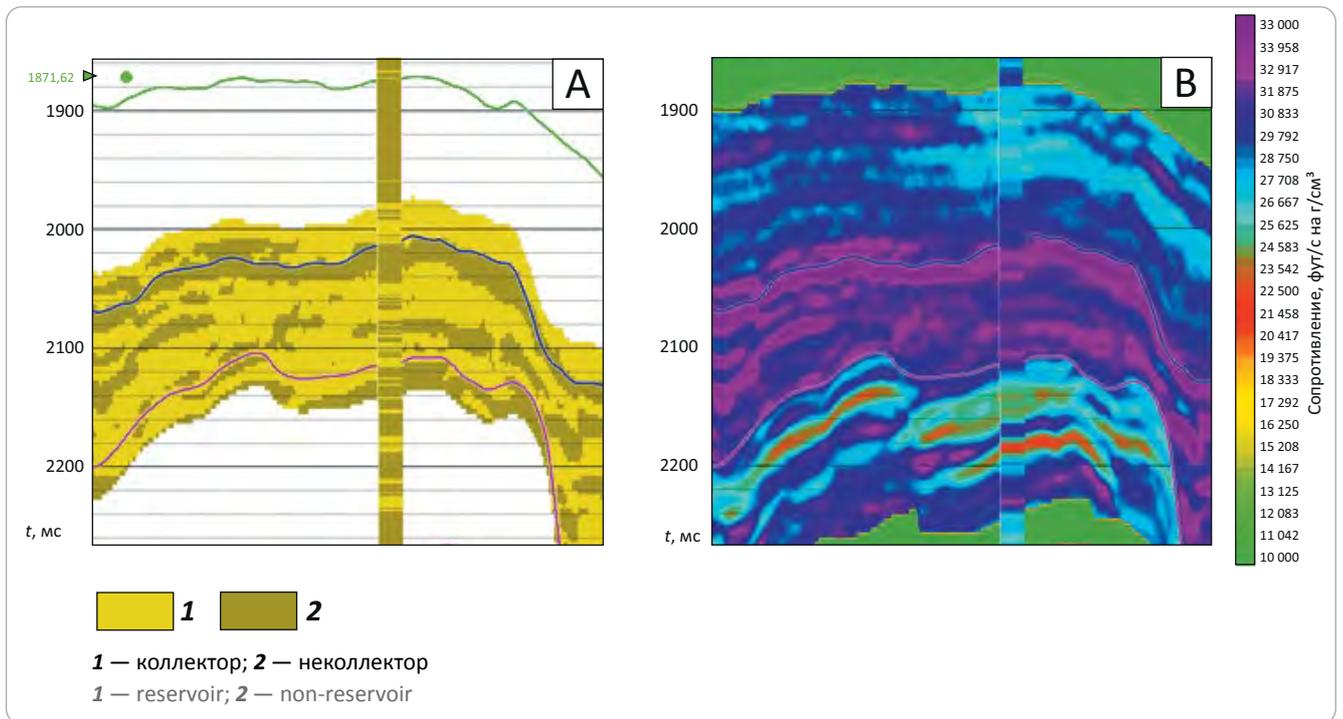


Рис. 12. Разрез куба литологии через скважины
Fig. 12. Section across the lithology cube along the wells

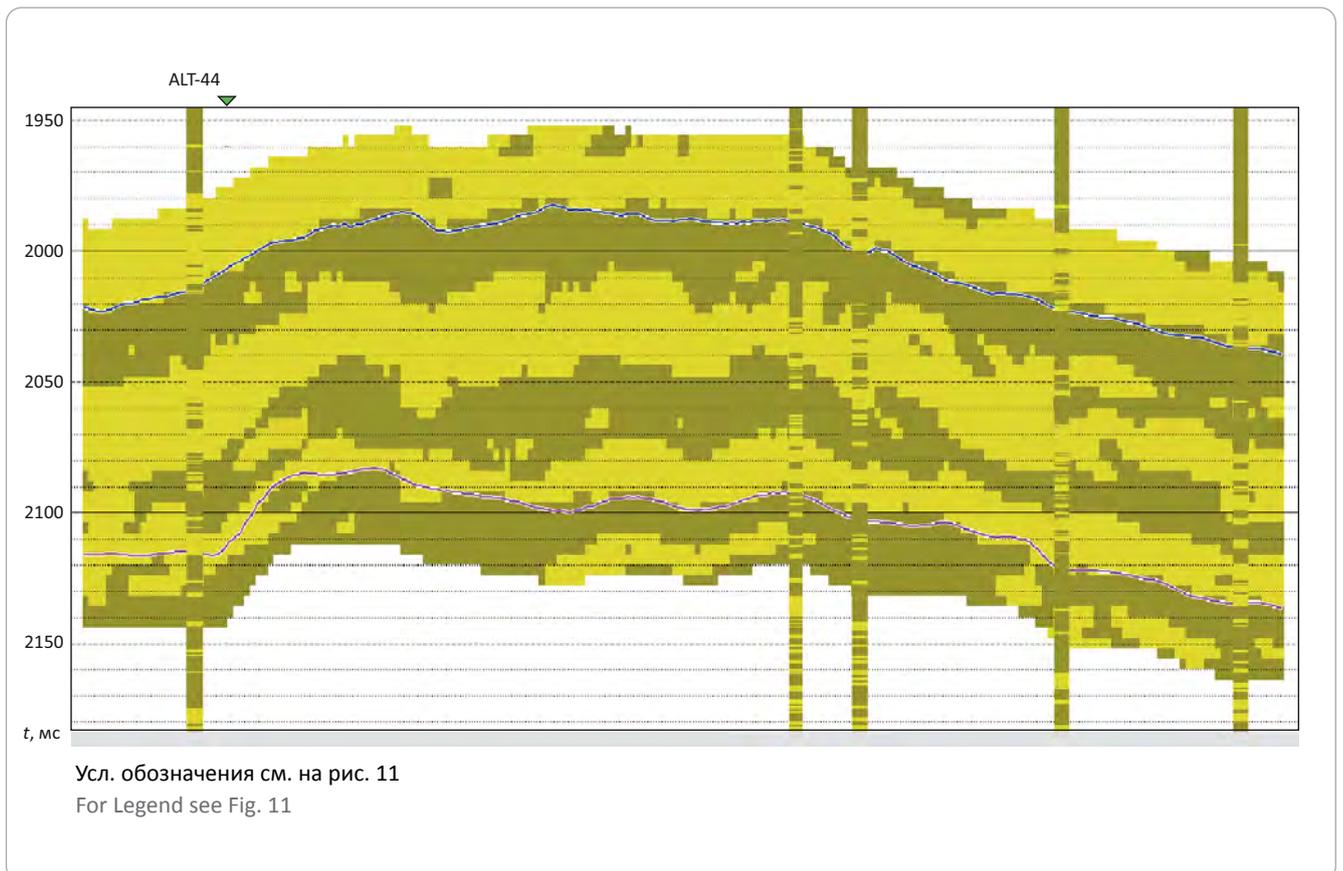
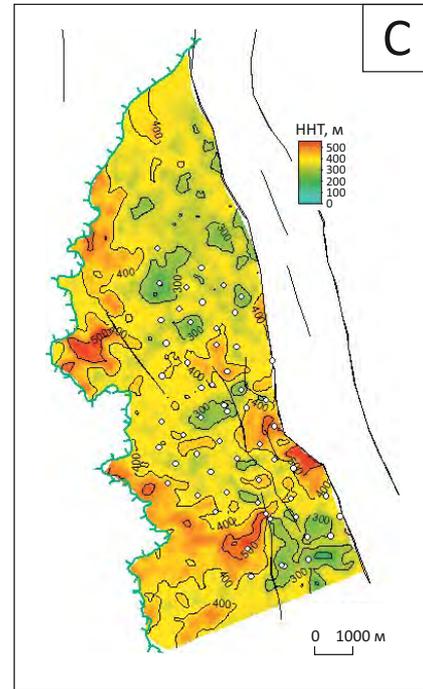
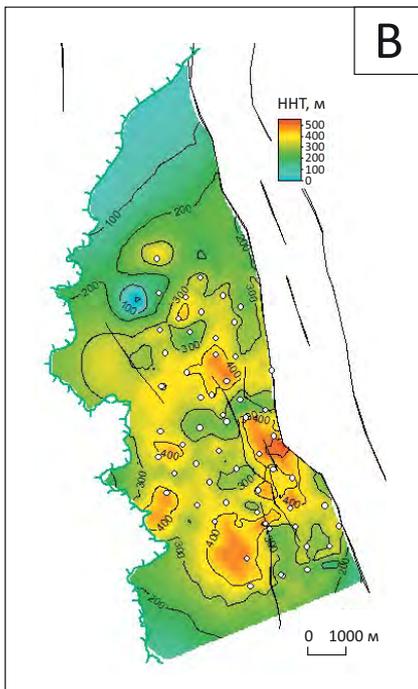
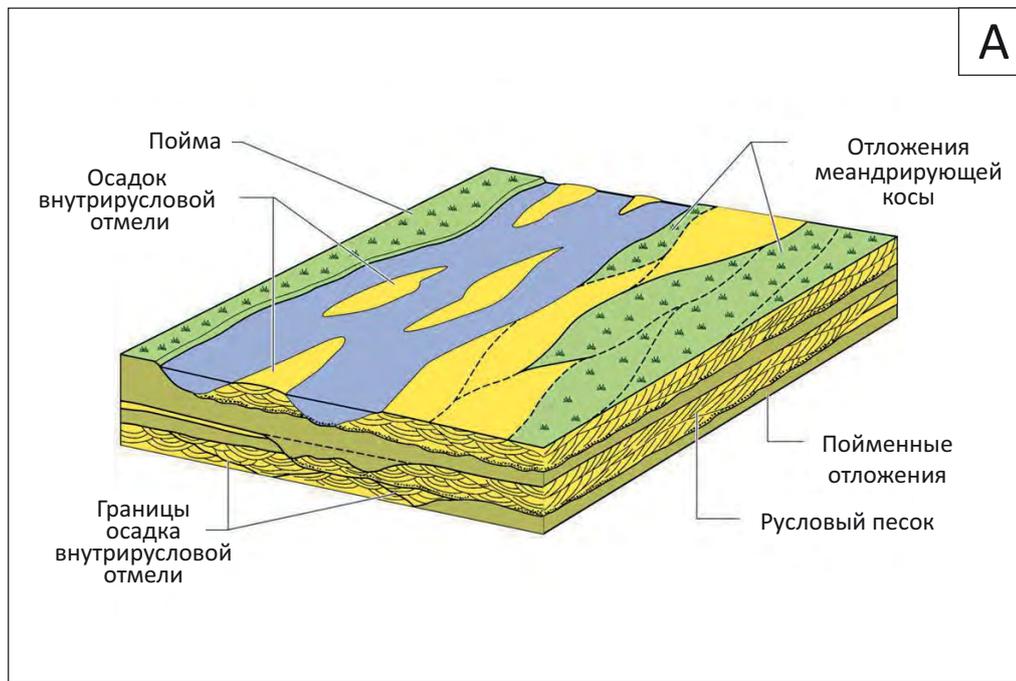


Рис. 13. Сравнение распределения эффективных нефтенасыщенных толщин на основе скважинных данных и с прогнозным кубом литологии

Fig. 13. Comparison of net oil thickness distribution based on well data and the predicted lithology cube



- 1
- / 2
- 3
- 200— 4

A — концептуальное представление осадконакопления формации Мирадор (по [4]), B — карта нефтенасыщенных толщин, построенная на основе скважинных данных, C — карта нефтенасыщенных толщин, построенная на основе прогнозного куба литологии.

1 — скважина; 2 — разлом; 3 — линия замещения; 4 — изопахиты нефтенасыщенных толщин, м

A — conceptual view of the Mirador formation deposition (according to [4]), B — oil saturated thickness map created using well data, C — oil saturated thickness map based on the predicted lithology cube.

1 — well; 2 — fault; 3 — reservoir limit; 4 — contour lines of oil saturated thickness, m

толщина пласта и нефтенасыщенная толщина изменяется от 117,9 до 486,3 фут.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Концептуальная модель осадконакопления формации Мирадор описывается системой разветвленных рек, представляющих собой сеть ветвящихся рукавов с низкой извилистостью русла (рис. 13 А) [4]. Прогнозирование коллекторов формации — задача трудоемкая, особенно на удаленном расстоянии от скважин. В связи с этим куб литологии позволил более точно описать распре-

ленные эффективные нефтенасыщенные толщины вне залежи (рис. 13 В, С).

Выводы

В статье продемонстрирована возможность использования акустической детерминистической инверсии и прогнозирования куба литологии на основе архивного сейсмического материала и скважинных данных. Полученные результаты могут быть использованы для построения геологической модели формации Мирадор и доразведки полученного объекта в качестве увеличения ресурсной базы.

Литература

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Шаров С.А., Яковлев И.В., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. — 2009. — № 4. — С. 3–16.
2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. — М. : РГУ нефти и газа, 2001. — 68 с.
3. *Guide to Post-stack Inversion* Hampson-Russell Software. — CGG, 2018. — 84 с.
4. *Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed.* — UK : Wiley-Blackwell Publishing, 2009. — 432 с.

References

1. *Ampilov Yu.P., Barkov A.Yu., Sharov S.A., Yakovlev I.V., Priezzhev I.I. Pochti vse o seismicheskoi inversii [Almost everything about Seismic Inversion]. Tekhnologii seismorazvedki. 2009;(4):3–16. In Russ.*
2. *Voskresenskii Yu.N. Izuchenie izmenenii amplitud seismicheskikh otrazhenii dlya poiskov i razvedki zalezhei uglevodorodov [Studies of seismic reflection amplitude changes in exploration and prospecting for hydrocarbon accumulations]. Moscow: RGU nefti i gaza; 2001. 68 p. In Russ.*
3. *Guide to Post-stack Inversion* Hampson-Russell Software. CGG; 2018. 84 p.
4. *Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed.* UK: Wiley-Blackwell Publishing; 2009. 432 p.

Информация об авторах

Мельников Александр Валерьевич

Менеджер

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

Коряков Дмитрий Андреевич

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: dakoryakov@tnnc.rosneft.ru

Мирясова Яна Андреевна

Эксперт

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Aleksandr V. Mel'nikov

Manager

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

Dmitrii A. Koryakov

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: dakoryakov@tnnc.rosneft.ru

Yana A. Miryasova

Expert

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: yamiryasova@tnnc.rosneft.ru