УДК 550.834 DOI 10.21440/2307-2091-2017-1-27-31

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВЕ НОВОГО ПОДХОДА К СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Т. Р. Ахмедов

Forecasting of hydrocarbon potential with a new approach to seismic inversion

T. R. Akhmedov

The article is devoted to forecasting of hydrocarbon potential of the geological section using seismic inversion. The aim of our research is to develop a new approach to the seismic inversion, to determine the place of projected well location. The article briefly reviews existing in the world practice methods of seismic inversion, among which AVO data inversion method stands out. All these methods have one drawback – using the data of well logging (WL) in the final stage of processing, and scientists consider that the processed seismic data has optimum quality. Even if it has a good quality, it is evident that its resolution is much lower. We eliminated these drawbacks in our approach, and we used WL data in the processing of seismic data in order to improve the signal/noise ratio. Software package "AZERI" processes and interprets materials of seismic prospecting and WL, as well as provides seismic inversion. This article contains a brief description of the developed algorithms and programs based on it, which we named "AZERI". The developed method of seismic inversion was applied on one of the areas of the Apsheron Peninsula of Azerbaijan. After showing the outline of studied area, we give the main results of the use of "AZERI". We divided studied cut to the upper part, including precipitation covering the Miocene sediments, and the lower part, covering zone of abnormally high pore pressure (AHPP), which includes Miocene deposits. for the upper part the areas where AR (apparent resistivity) is above 10 ohm-meters are high-resistant, and for the lower part these are the areas with AR higher than 2 ohm-meters(2). The obtained data leads to the conclusion that the most appropriate place for laying of the projected new well is the point of intersection of lines 132 and 368 of 3D seismic prospecting, since the interpretation of the seismic inversion data using PRIZMA package showed that the oil-bearing part of Kale suite at this point covers the depth interval of 4060–4115 m with total capacity of this interval being about 15 m. Under this interval, Miocene deposits also are oil-bearing.

Keywords: 3D seismic prospecting; seismic inversion; vertical seismic profiling (VSP); acoustic logging (AL); abnormally high pore pressure (AHPP); interpretation; Oligocene; Miocene; Kalinskaya suite.

Статья посвящена прогнозированию нефтегазоносности на месте заложения проектируемой скважины по данным сейсморазведки 3D и ГИС. Указанная задача решена на площади Говсаны-Зых Апшеронского полуострова Азербайджана. Целью исследований является разработка нового подхода к сейсмической инверсии для определения места заложения проектируемой скважины. В статье дан критический анализ существующих методов прогноза, среди которых выделен AVO-анализ. Отмечается, что все они имеют один недостаток: данные геофизических исследований скважин (ГИС) используются в завершающей стадии обработки и считается, что обработанные сейсмические материалы имеют оптимальное качество. Даже если они имеют хорошее качество, очевидно, что их разрешающая способность намного ниже. Эти недостатки устранены на нашем подходе, вдобавок данные ГИС использованы также при обработке сейсмических данных с целью повышения отношения сигнал/помеха. Материалы сейсморазведки и ГИС обрабатываются и интерпретируются с применением пакета программ АЗЕРИ, где предусмотрена сейсмическая инверсия. Приводится краткое описание разработанных алгоритмов и программ, составленных на его основе. Методика сейсмической инверсии применена на одной из площадей Апшеронского полуострова Азербайджана, в статье даны основные результаты применения АЗЕРИ. Изучаемый разрез разделен на верхнюю часть, включающую осадки, покрывающие отложения миоцена, и нижнюю, охватывающую зону аномально высокого пластового давления (АВПД), куда входят и отложения миоцена. Для верхней части высокоомными считаются участки, где кажущееся удельное сопротивление выше 10 Ом м, для нижней части – участки с КС выше 2 Ом · м. Полученные данные привели к выводу, что самым оптимальным местом заложения проектируемой новой скважины является точка пересечения линий 132 и 368 сейсморазведки 3D, так как интерпретация данных сейсмической инверсии при помощи пакета PRIZMA показала, что нефтеносная часть калинской свиты в этой точке охватывает интервал глубин 4060–4115 м и суммарная мощность этого интервала около 15 м, а под этим интервалом отложения миоцена также нефтеносны.

Ключевые слова: сейсморазведка 3D; сейсмическая инверсия, вертикальное сейсмическое профилирование; акустический каротаж; аномально высокое пластовое давление; интерпретация; олигоцен; миоцен; калинская свита.

Введение

Определение места заложения новой скважины глубокого бурения является важнейшей задачей. В последнее время при определении места заложения очередной эксплуатационной скважины широко используются динамические характеристики сейсмических волн, а также атрибуты сейсмического волнового поля [1–4]. Существуют различные подходы к изучению неоднородности продуктивных отложений в межскважинном пространстве по данным сейсмических исследований как в Азербайджане, так и за рубежом [5–7]. Одним из распространенных в настоящее время интегральных новых подходов к прогнозированию геологического разреза является способ AVO, который, как известно, основан на изучении зависимости амплитуд волн от расстояния источник–приемник. Аномалии AVO не позволяют получать абсолютные данные о скоростях волн и плотностях пород, но они используются для установления наличия коллекторов и углеводородов (УВ) в разрезе, так как для данного значения скорости разница коэффициентов отражения будет больше для коллекторов и флюидонасыщенных отложений, чем для неколлекторов и водонасыщенных пород [8–10].

Несмотря на то что аномалии AVO зависят от многих причин, применение этого способа прогнозирования коллекторов и УВ в межскважинном пространстве, особенно при работах на море и при изучении газовых месторождений в молодых неконсолидированных отложениях, позволило получить положительные результаты при последующем бурении примерно в 60 % случаев. Наряду с сейсмической инверсией способ AVO широко применяется на Западе, и соответствующее специализированное математическое обеспечение имеется практически во всех современных системах обработки и интерпретации сейсмических данных.

Эффективность принятого решения зависит в основном от сложности эксплуатационных условий месторождения, от опыта и интуиции интерпретатора, т. е. человеческого фактора, и носит в большинстве случаев эвристический характер. Разные интерпретаторы могут прийти к совершенно отличающимся друг от друга заключениям. В связи с увеличением глубин пробуренных скважин большое значение имеет достоверность прогноза продуктивности проектируемой скважины [11] и возможной ее количественной оценки, но доминирует качественный подход, который не позволяет конкретно предсказать ожидаемый дебит проектируемой скважины.

Целью исследований является разработка способа определения места заложения проектируемой скважины на основе количественного метода оценки геолого-геофизических, петрофизических, эксплуатационных параметров целевых горизонтов, определения прогнозных значений этих параметров и их изменений по разрезу, оценки ожидаемого дебита проектируемой скважины.

Основные этапы работы пакета программ АЗЕРИ

Поставленная задача решена способом, названным авторами АЗЕРИ, применение которого требует деления месторождения на блоки с использованием данных геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки и геологии [2, 4, 12, 13]. В каждом блоке используются петрофизические, геологические, эксплуатационные данные всех скважин или части их вблизи предполагаемого места заложения проектируемой скважины, количество скважин не ограничено. Через эти скважины проводят линии, количество и направления которых не ограничены. Задаются координаты точки места расположения проектируемой скважины. Выделяются целевые горизонты по данным скважин, находящихся в эксплуатации. Количество горизонтов также не ограничено. После этого производят интерполяцию данных вдоль выбранных линий и направлений. Функция интерполяции зависит от геологического строения месторождения, и ее выбирают по данным сейсморазведки и (или) геологии (бурения). При интерполяции данных используют динамические параметры сейсмического волнового поля, сейсмическую инверсию с целью прослеживания литофациальной изменчивости отложений и выклинивания отдельных пластов и пропластков. Путем интерполяции между несколькими скважинами вдоль линий различного направления определяют геофизические, петрофизические, геологические, эксплуатационные параметры, включая ожидаемый дебит проектируемой скважины.

На начальном этапе разработки месторождения, когда количество скважин ограничено, например, если в наличии имеется только одна скважина, используется экстраполяция данных этой скважины до места заложения проектируемой скважины и определяются прогнозные значения искомых параметров. Часто выбираются линейные законы интерполяции и экстраполяции, так как можно принять, что в пределах несколько сот метров горизонты плоские.

Все этапы обработки и интерпретации данных ГИС и сейсмических данных автоматизированы [5, 13], т. е. составлен пакет программ, который назван АЗЕРИ. В этот пакет входят следующие этапы и процедуры [14]:

– загрузка сейсмического профиля и его визуализация;

– определение и изменение параметров выдачи сейсмического профиля на экран дисплея: одновременно имеется возможность полной демонстрации сейсмического профиля на экране дисплея;

– изменение динамической выразительности сейсмических трасс;

– демонстрация отдельных фрагментов временного разреза на полном экране;

– выделение и прослеживание сейсмических горизонтов;

– ввод данных ГИС реперной скважины;

– выбор целевой трассы;

– включение в работу основных алгоритмов расчета;

– сохранение в памяти компьютера полученных результатов и их печать.

В основной алгоритм расчета программы входят следующие процедуры:

– сейсмическая трасса, выбранная около реперной скважины, данные ГИС этой же скважины, а также целевая сейсмическая трасса приводятся к одинаковому шагу дискретизации и одинаковому уровню;

– скважинные данные наносятся на сейсмический профиль и сейсмическая трасса, имеющая ту же самую координату, что и скважина, переводится в файл LAS и сохраняются в памяти компьютера;

– сейсмическая трасса, зарегистрированная около предполагаемой точки заложения будущей скважины, также перево-

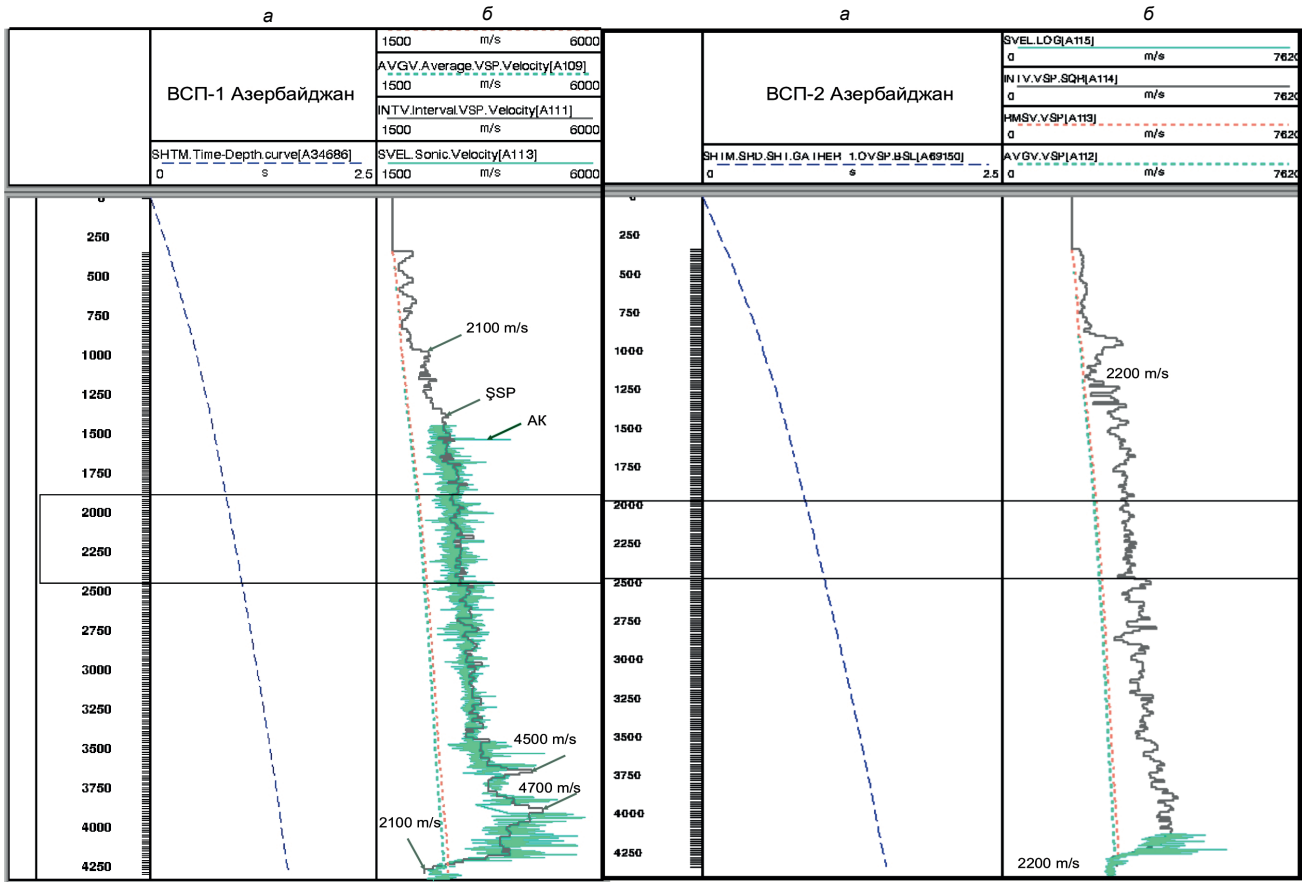

Рисунок 1. Вертикальный годограф – *а* и кривая интервальных скоростей, рассчитанных по данным ВСП с сопоставлением скоростной кривой АК, – *б*.

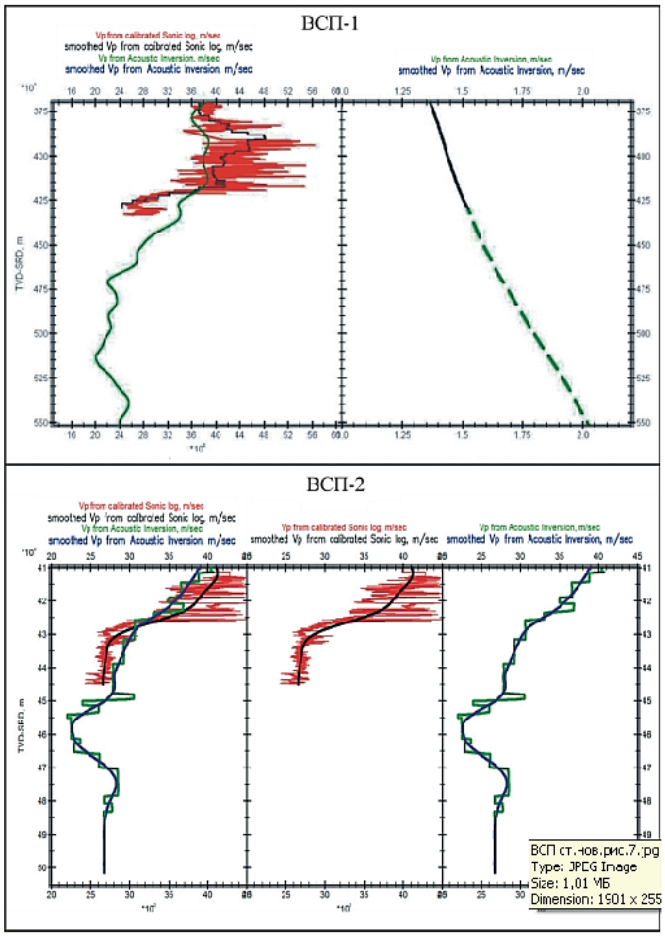

Рисунок 2. Инверсия ПАК данных ВСП-1 и ВСП-2.

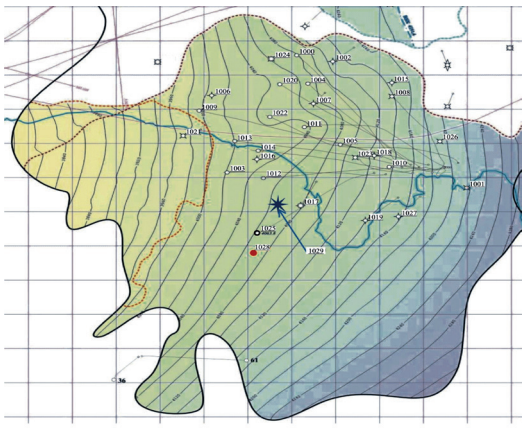

Рисунок 3. Место заложения проектируемой скважины № 1028 в восточной части месторождения Говсаны-Зых.

дится в файл LAS и сохраняется в памяти компьютера;

– рассчитывается коэффициент подобия между этими двумя сейсмическими трассами, и если расчетный коэффициент подобия больше или равен 0,5, исследования продолжаются;

– по данным ГИС реперной скважины, первой и второй сейсмических трасс, проводя некоторые преобразования, рассчитывают синтетические каротажные кривые проектируемой скважины, сохраняют в файле LAS и при желании визуализируют;

– применение пакета программ PETREL, GEOGRAPHIX или же PRIZMA для синтетических каротажных данных дает всю необходимую геолого-геофизическую информацию в месте заложения проектируемой скважины.

Разработанный пакет программ применен на нескольких месторождениях Азербайджана на суше и в акватории Каспийского моря (Азербайджанский сектор). В качестве примера приводятся результаты исследований на месторождении Говсаны-Зых Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана.

Краткие сведения о площади исследований

Заключение так называемого «Контракта века» 20 сентября 1994 г. не ослабило внимания геологов и геофизиков к месторождениям суши, среди которых особо выделяется месторождение нефти Говсаны-Зых, разрабатываемое «РуссНефтью» совместно с Азербайджанской государственной нефтяной компанией. Несмотря на достаточно длительный срок эксплуатации, это месторождение удивляет своими запасами нефти. Здесь в данный момент разрабатываются четыре горизонта в калинской свите, низах продуктивной толщи (ПТ) нижнего плиоцена. Но в последнее время после проведения здесь скважинных исследований по вертикальному сейсмическому профилированию (ВСП) выявлена зона АВПД в подстилающих ПТ отложениях, приуроченных отложениям миоцена, и поэтому интерес к данному месторождению вновь повысился. ВСП в Говсанах проводились в двух скважинах: в 2010 г. ВСП-1 и в 2014 г. ВСП-2. ПАК-инверсия полученных данных в этих скважинах показала резкое падение значений скоростей в интервале глубин, соответствующих миоценовым отложениям (рис. 1).

Анализ скоростных кривых, полученных по данным ВСП ниже забоя исследуемой скважины и АК, показывает, что после значительного возрастания значений интервальных скоростей до 4500–4700 м/с на глубинах 3600–3800 м наблюдается резкое снижение их значений примерно до 2000 м/с на глубинах около 4250 м (ВСП-1), что соответствует значению скорости при глубине 1000 м (рис. 1), что подтверждается инверсией ПАК-данных ВСП-1 и 2 (рис. 2). Для определения геолого-геофизических и эксплуатационных параметров в разрезе на предполагаемом месте заложения проектируемой скважины использованы данные ГИС скважины № 1010 (здесь приводятся условные номера скважин) и куба сейсморазведки 3D (рис. 3).

Результаты применения пакета программ АЗЕРИ

Эти материалы обработаны и интерпретированы с применением пакета программ АЗЕРИ (рис. 4). Исследования проводились в следующей последовательности [15, 16]:

1. На основе применения данных ГИС скважины № 1010 составлен синтетический динамический сейсмический глубинный разрез;

2. Данные сейсморазведки 3D подвергаются сейсмической инверсии;

3. Был применен фильтр с целью выделения высокоомных участков разреза.

Перед применением фильтра вычислены коэффициенты подобия между реальной кривой ILD скважины № 1010 и вычисленными синтетическими кривыми [1]. Полученные результаты представлены в таблице.

Изучаемый разрез разделен на верхнюю часть, включающую осадки, покрывающие отложения миоцена, и нижнюю, охватывающую зону аномально высокого пластового давления (АВПД), куда входят и отложения миоцена. Если для верхней части высокоомными считаются участки, где КС (кажущееся удельное сопротивление) выше 10 Ом · м, то для нижней части таковыми являются участки с КС выше 2 Ом · м [2].

Полученные данные привели к заключению, что самым оптимальным местом заложения проектируемой новой скважины является точка пересечения линий 132 и 368 сейсморазведки 3D, так как интерпретация данных сейсмической инверсии при помощи пакета PRIZMA показала, что нефтеносная часть калинской свиты в этой точки охватывает интервал глубин 4060–4115 м и суммарная мощность этого интервала около 15 м, а под этим интервалом отложения миоцена также нефтеносны (рис. 5).

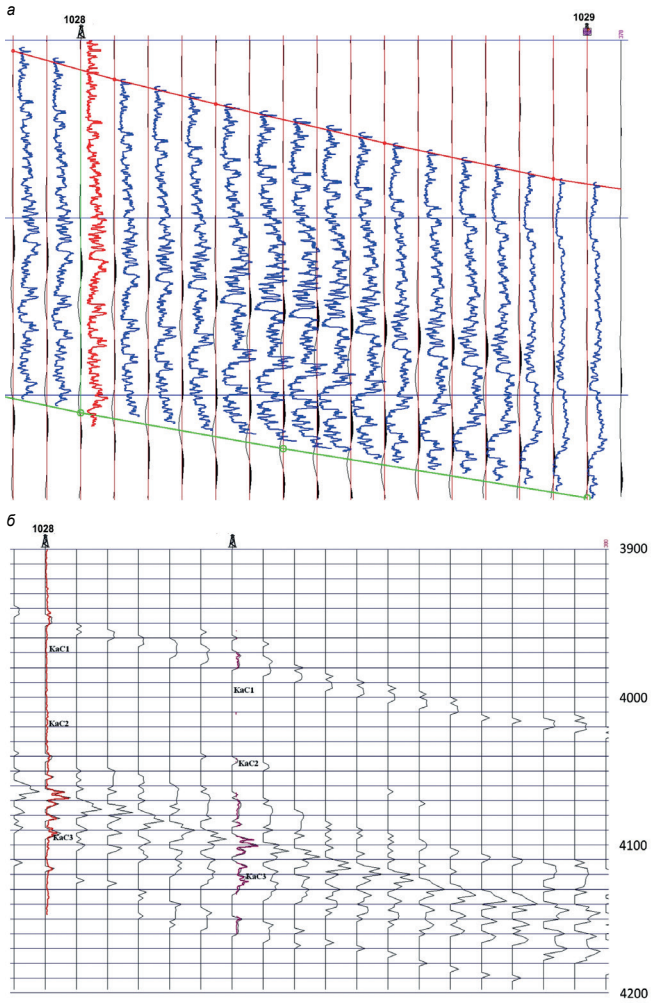

Рисунок 4. Синтетический сейсмический разрез вдоль линии, проходящей через скважины № 1025 и 1029, после сейсмической инверсии – *а* и тот же разрез после применения фильтра с целью выделения высокоомных участков (свыше 10 Ом·м) – *б*.

Расчет коэффициента подобия между реальной кривой и вычисленными синтетическими кривыми.

Номер сейсмических трасс	Абсциссы сейсмических трасс по профилю	Ординаты сейсмических трасс по профилю	Коэффициент подобия
360	420412	4468978	0,9604
361	420437	4468978	0,9737
362	420462	4468978	1,0000
363	420487	4468978	0,9413
364	420512	4468978	0,9464
365	420537	4468978	0,9480
366	420562	4468978	0,9354
367	420587	4468978	0,9321
368	420612	4468978	0,9318
369	420637	4468978	0,9280
370	420662	4468978	0,9335
371	420687	4468978	0,9287
372	420712	4468978	0,9351
373	420737	4468978	0,9387
374	420762	4468978	0,9328
375	420787	4468978	0,9246
376	420812	4468978	0,9041
377	420837	4468978	0,8791
378	420862	4468978	0,8534
379	420887	4468978	0,8391

Выводы

Новизной способа является то, что впервые разработаны алгоритмы, на основе которых составлен пакет программ по обработке геолого-геофизических, петрофизических и эксплуатационных данных с целью прогнозирования важных, имеющих практическое значение, параметров геологической среды на месте заложения проектируемой скважины. Составленный пакет опробован на реальных материалах с применением компьютерной технологии. Коренное отличие способа от традиционного состоит в том, что определение места заложения эксплуатационной скважины превратилось здесь в обоснованную технологию, реализация которой разными интерпретаторами гарантирует очень близкие результаты, тем самым достигнута их повторяемость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ампилов Ю. П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М.: Геоинформмарк, 2004. 277 с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.
3. Астафьева Н. М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // Успехи физических наук. 1996. Т. 166, № 11. С. 1145–1170.
4. Барышев Ю. А. Прогноз продуктивности терригенных коллекторов по динамическим параметрам отраженных волн на Верхнечонской площади // Геофизика. 2001. № 2. С. 27–32.
5. Кондратьев И. К., Бондаренко М. Т., Каменев С. П. Динамическая интерпретация данных сейсморазведки при решении задач нефтегазовой геологии // Геофизика. 1996. № 5/6. С. 41–47.
6. Корягин В. В., Сахаров Ю. П. Математическое моделирование в сейсморазведке. М.: Наука, 1988. 160 с.
7. Митрофанов Г. М., Нефедкина Т. В., Бобрышев А. Н. и др. Использование ПРОНИ-фильтрации с целью выделения перспективных зон при разработке месторождений УВ // Геофизика. 2001. Спец. вып. к 50-летию Хантымансийскгеофизики. С. 92–100.
8. Воскресенский Ю. Н. Состояние и перспективы развития методов анализа амплитуд сейсмических отражений для прогнозирования залежей углеводородов // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. 2002. Вып. 4/5. 77 с.
9. Копилевич Е. А., Афанасьев М. Л. Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки // Геология нефти и газа. 2007. № 5. С. 11–19.
10. Никитин А. А. Теория и методы выделения слабоконтрастных объектов в геофизических полях // Геофизика. 2001. № 2. С. 9–18.
11. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / под ред. В. М. Добрынина. М., 1988. 386 с.
12. Ахмедов Т. Р. О геологической эффективности сейсморазведки при изучении неантиклинальных ловушек Азербайджана разного типа // Изв. УГГУ. 2016. № 3. С. 41–45.
13. Кондратьев О. К. Автоматизированные системы оценки качества сейсмограмм и волновых сейсмических разрезов ОГТ // Геофизика. 2002. Спец. вып. С. 3–12.
14. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных / под ред. д-ра физ.-мат. наук проф. А. В. Калинина. М.: Мир, 1987. 400 с.
15. Пустарнакова Ю. А., Ахметова Э. Р. Искусственная нейронная сеть как инструмент прогнозирования геологических параметров по сейсмическим атрибутам и данным бурения // Геофизика. 2002. Спец. вып. I. С. 117–120.
16. Characterizing fracture and matrix heterogeneities in tight gas fields // World Oil. 2007. P. 74–78.

REFERENCES

1. Ampilov Yu. P. 2004, *Seysmicheskaya interpretatsiya: opyt i problemy* [Seismic interpretation: experience and problems], Moscow, 277 p.
2. Aziz Kh., Settari E. 1982, *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems], London.
3. Astaf'eva N. M. 1996, *Veyvlet-analiz: osnovy teorii i primery primeneniya* [Wavelet analysis: basic theory and applications examples]. *Uspekhi fizicheskikh nauk* [Successes of physical sciences], vol. 166 no. 11, pp. 1145–1170.
4. Baryshev Yu. A. 2001, *Prognoz produktivnosti terrigennykh kollektorov po dinamicheskim parametram otrazhennykh voln na Verkhnechonskoy ploshchadi* [The productivity forecast of the terrigenous reservoirs by the dynamic parameters of reflected waves at the Verkhnechonsk area]. *Geofizika* [Russian Geophysics], no. 2, pp. 27–32.
5. Kondrat'ev I. K., Bondarenko M. T., Kamenev S. P. 1996, *Dinamicheskaya interpretatsiya dannykh seysmorazvedki pri reshenii zadach neftegazovoy geologii* [Dynamic interpretation of seismic data in solving problems of Petroleum

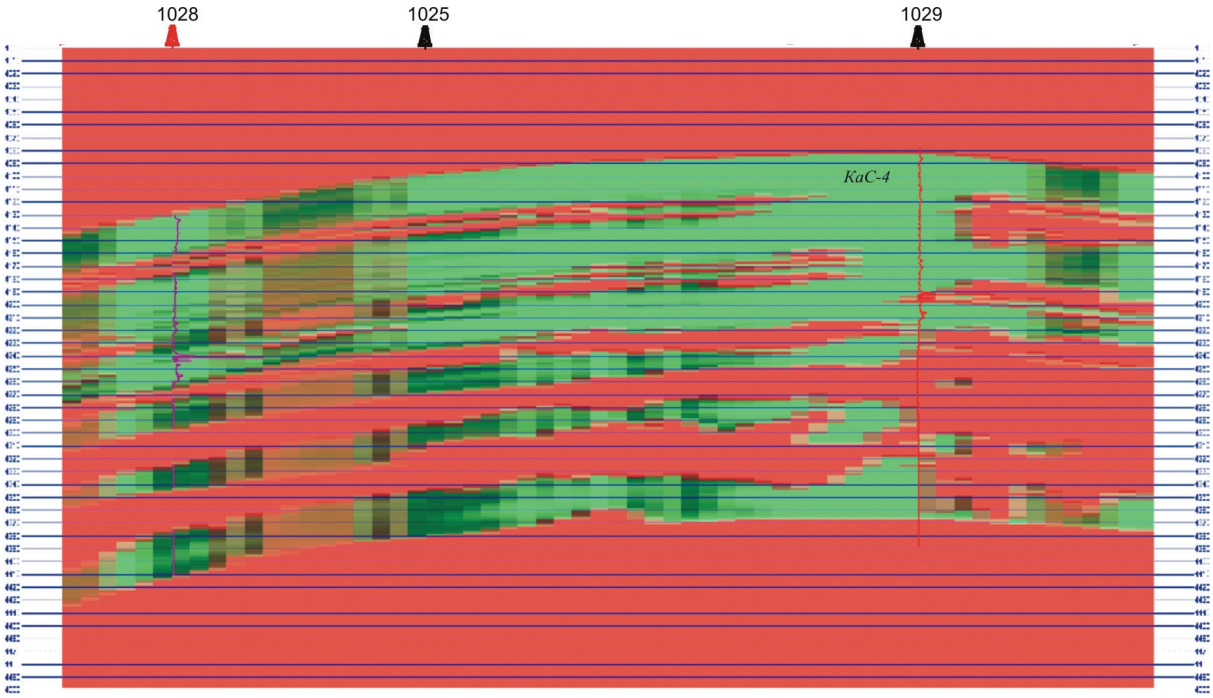

Рисунок 5. Сейсмическая инверсия данных сейсморазведки 3D: зеленым цветом окрашены нефтеносные интервалы.

Geology]. *Geofizika* [Russian Geophysics], no. 5–6, pp. 41–47.
6. Koryagin V. V., Sakharov Yu. P. 1998, *Matematicheskoe modelirovanie v seysmorazvedke* [Mathematical modeling in the seismic prospecting], Moscow.
7. Mitrofanov G. M., Nsfedkina T. V., Bobryshev A. N. et al. 2001, *Ispol'zovanie Proni-fil'tratsii s tsel'yu vydeleniya perspektivnykh zon pri razrabotke mestorozhdeniy UV* [Using Prony filtration to isolate promising areas in the development of hydrocarbon fields]. *Geofizika. Spetsial'nyy vypusk k 50-letiyu Khantymansiyskgeofiziki* [Russian Geophysics, Special edition for the 50th anniversary of JSC "Khanty-Mansiysk Geophysics"], pp. 92–100.
8. Voskresenskiy Yu. N. 2002, *Sostoyanie i perspektivy razvitiya metodov analiza amplitud seysmicheskikh otrazheniy dlya prognozirovaniya zalezhey uglevodorodov* [Status and prospects of development of seismic reflection amplitude analysis methods to predict hydrocarbon deposits]. *Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syr'ya* [Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel and energy raw materials], Moscow, vol. 4–5, 77 p.
9. Kopilevich E. A., Afanas'ev M. L. 2007, *Novye vozmozhnosti geologicheskoy interpretatsii dannykh seysmorazvedki* [New features of the geological interpretation of seismic data]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology], no. 5.
10. Nikitin A. A. 2001, *Teoriya i metody vydeleniya slabokontrastnykh ob"ektov v geofizicheskikh polyakh* [Theory and methods of allocation of low-contrast objects in the geophysical fields]. *Geofizika* [Russian Geophysics], no. 2, pp. 9–18.
11. Dobrynina V. M. 2003, *Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Interpretation of results of geophysical explorations of oil and gas wells], Moscow.
12. Akhmedov T. R. 2016, *O geologicheskoy effektivnosti seysmorazvedki pri izuchenii ne antiklinal'nykh lovushek Azerbaydzhana raznogo tipa* [On the geologic efficiency of seismic prospecting in the study of non-anticlinal traps of different types in Azerbaijan]. *Izvestiya UGGU* [News of the Ural State Mining University], pp. 41–45.
13. Kondrat'ev O. K. 2002, *Avtomatizirovannye sistemy otsenki kachestva seysmogramm i volnovykh seysmicheskikh razrezov OGT* [Automated quality assessment systems of seismograms and wave seismic sections CDP]. *Geofizika, Spetsial'nyy vypusk* [Russian Geophysics, Special issue], pp. 3–12.
14. Sheriff R., Geldart L. 1987, *Seysmorazvedka. Obrabotka i interpretatsiya dannykh* [Seismic exploration. Processing and interpretation of data], Moscow, 400 p.
15. Pustarnakova Yu. A., Akhmetova E. R. 2002, *Iskusstvennaya neyronnaya set' kak instrument prognozirovaniya geologicheskikh parametrov po seysmicheskim atributam i dannym bureniya* [Artificial neural networks as a tool for predicting the geological parameters on seismic attributes and drilling data]. *Geofizika. Spetsial'nyy vypusk* [Russian Geophysics, Special issue], pp. 117–120.
16. 2007, Wold Oil, Cahacterizing fracture and matrix heterogeneities in tight gas fields, Houston.

Тофик Рашид оглы Ахмедов,
akhmedov.tofik@bk.ru
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
Азербайджан, Баку, просп. Азадлыг, 20

Tofik Rashid ogly Akhmedov,
akhmedov.tofik@bk.ru
Azerbaijan State University of Oil and Industry
Baku, Azerbaijan