
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ОСНОВАН В 2004 г.
ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

АПРЕЛЬ № 2 2023 ИЮНЬ

УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

академик РАН М.И. Эпов

Ответственный секретарь

канд. физ.-мат. наук А.А. Дучков

Члены редколлегии:

д-р физ.-мат. наук *Ю.П. Ампилов*, д-р физ.-мат. наук *И.О. Баяк*, д-р физ.-мат. наук *М.Л. Владов*,
д-р геол.-мин. наук *А.Ф. Глебов*, чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук *В.Н. Глинских*, д-р техн. наук
Г.Н. Гогоненков, д-р физ.-мат. наук *М.С. Денисов*, д-р техн. наук *И.Н. Ельцов*, д-р техн. наук
А.Ф. Еманов, д-р техн. наук *А.П. Жуков*, д-р техн. наук *Ю.И. Колесников*, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин.
наук *В.А. Конторович*, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин. наук *Ю.И. Кулаков*, д-р техн. наук *Э.Е. Лукьянов*,
чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук *П.С. Мартышко*, д-р физ.-мат. наук *Г.М. Митрофанов*, чл.-к. РАН,
д-р физ.-мат. наук *И.Б. Петров*, д-р геол.-мин. наук *Е.В. Поспеева*, д-р геол.-мин. наук *В.С. Селезнев*,
д-р геол.-мин. наук *В.Д. Суворов*, д-р техн. наук *А.П. Сысоев*, д-р техн. наук *Г.М. Тригубович*,
д-р физ.-мат. наук *В.А. Чевверда*, д-р техн. наук *Г.А. Шехтман*

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основан в 2004	Периодичность 4 раза в год	№ 2	Апрель–Июнь 2023
----------------	-------------------------------	-----	---------------------

СОДЕРЖАНИЕ

Фомин А.М., Губин И.А., Моисеев С.А. Обобщение результатов региональных сейсморазведочных работ на востоке Центрально-Тунгусской перспективной нефтегазоносной области.....	4
Ефремов Р.А., Сердюков А.С., Яблоков А.В. Определение контрастных границ верхней части разреза путем анализа особенностей дисперсионных кривых скоростей волны Релея на основе эмпирических зависимостей	16
Василенко Н.К., Нефедкина Т.В., Дугаров Г.А., Бекренёв Р.К. Азимутальный анализ поглощения продольных волн в трещиноватой среде, покрывающей целевой объект, по данным полно-азимутальной сейсмической съемки	29
Измайлова А.Э. Развитие методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов Ромашкинского месторождения	47
Неклюдов Д.А., Протасов М.И. Трехмерные лучи Ломакса и их использование для моделирования акустических волновых полей в сложных средах	56

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2023

ISSN 2619-1563 (Online)

RUSSIAN JOURNAL OF GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES

Founded in 2004	Quarterly	No 2	April–June 2023
-----------------	-----------	------	--------------------

CONTENTS

Fomin A.M., Gubin I.A., Moiseev S.A. Generalization of regional seismic results within the Central Tunguska prospective petroleum region.....	4
Efremov R.A., Serdyukov A.S., Yablokov A.V. Determination of the contrast boundaries of the low velocity zone by analyzing the features of the dispersion curves of the Rayleigh wave velocities based on empirical dependencies	16
Vasilenko N.K., Nefedkina T.V., Dugarov G.A., Bekrenyov R.K. Azimuthal analysis of <i>PP</i> -wave attenuation in a fractured medium covering a target layer using wide-azimuth seismic survey data	29
Izmaylova A.E. Development of methods for increasing oil recovery of hard-to-recover reserves of the Romashkinskoe field.....	47
Neklyudov D.A., Protasov M.I. 3D Lomax rays and its application for acoustic wavefield simulation in complex media	56



ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ВОСТОКЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ ПЕРСПЕКТИВНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

А.М. Фомин¹, И.А. Губин¹, С.А. Моисеев^{1,2}

¹*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,*

²*Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия*

e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Проанализированы результаты региональных геологоразведочных работ за счет федерального бюджета на территории Центрально-Тунгусской ПНГО, расположенной в Республике Саха (Якутия), за последние 17 лет. На сегодняшний день территория якутской части Центрально-Тунгусской ПНГО закрыта современными региональными геологоразведочными работами на 77.9 %, что позволяет говорить о завершении здесь регионального этапа геологоразведочных работ. Было показано, что наибольшими перспективами нефтегазоносности обладают терригенные отложения венда и карбонатные, подсолевые отложения венда нижнего кембрия, а также карбонаты межсолевых отложений кембрия. Рифейские отложения имеют ограниченное распространение. Были выявлены перспективные объекты для проведения здесь поисковых работ.

Региональная сейсморазведка, поисковые объекты, венд, кембрий, Центрально-Тунгусская ПНГО

GENERALIZATION OF REGIONAL SEISMIC RESULTS WITHIN THE CENTRAL TUNGUSKA PROSPECTIVE PETROLEUM REGION

A.M. Fomin¹, I.A. Gubin¹, S.A. Moiseev^{1,2}

¹*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,*

²*Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,*

e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

The results of regional geological exploration at the expense of the federal budget on the territory of the Central Tunguska prospective petroleum region located in the Republic of Sakha (Yakutia) over the past 17 years are analyzed. To date, the territory of the Yakut part of the Central Tunguska PPR is closed by modern regional geological exploration by 77.9 %, which allows us to speak about the completion of the regional stage of geological exploration here. It was shown that Vendian terrigenous deposits and Vendian carbonate, subsalt deposits of the Lower Cambrian, as well as carbonates of intersalt deposits of the Cambrian have the greatest prospects for oil and gas potential. Riphean deposits have a limited distribution. Based on the results of these works, promising objects for prospecting work were identified.

Regional seismic, prospecting objects, total initial resources, Vendian, Cambrian, Central Tunguska prospective petroleum region

ВВЕДЕНИЕ

Центрально-Тунгусская ПНГО была выделена в 2017 году А.Э. Конторовичем, С.А. Моисеевым и А.М. Фоминым на месте ранее выделявшихся Сюгджерской и частично Катангской НГО. На севере область граничит с Северо-Тунгусской и Анабарской нефтегазоносными областями, на востоке – с Лено-Виллюйской НГП, на юге – с Непско-Ботуобинской, на западе – с Южно-Тунгусской НГО [Конторович и др., 2017]. В 2022 году было предложено изменить северную границу Центрально-Тунгусской ПНГО, проведя ее по внутренней границе Западно-Якутской рифовой системы. Площадь области составляет 310 тыс. км².

В 2007–2020 гг. за счет Федерального бюджета РФ были проведены региональные сейсморазведочные работы. На сегодняшний день территория Якутской части Центрально-Тунгусской ПНГО закрыта современными региональными сейсморазведочными работами на 77.9 %. На этих площадях также выполнялись электроразведочные и геохимические исследования. Объемы выполненных работ позволяют говорить, что в восточных районах Центрально-Тунгусской ПНГО завершился региональный этап геологоразведочных работ. В настоящее время здесь имеется все необходимое для начала поисковых работ и лицензированию недр.

В строении осадочного чехла принимают участие рифейские, вендские, кембрийские, ордовикские, юрские и четвертичные отложения. Одной из особенностей Центрально-Тунгусской ПНГО является ее деление на зоны по наличию или отсутствию терригенных отложений венда, что оказывает определяющее значение на оценку перспектив нефтегазоносности НГО.

В рамках выполнения проектов комплексных геолого-геофизических исследований специалистами компаний АО «Росгео», ОАО «Якутскгеофизика» и АО «СНИИГГиМС» на основе интерпретации полученных данных были выявлены объекты поискового бурения в венде и кембрии, подсчитаны прогнозные локализованные ресурсы по категории D_{1л}.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБОБЩЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

Геологоразведочные работы на территории Центрально-Тунгусской ПНГО были начаты еще в начале 70-х годов прошлого столетия. Нефтепоисковые исследования включали сейсморазведку в модификациях МОВ, КМПВ, РНП в комплексе с электроразведкой и колонковым бурением. С середины 70-х до конца 80-х годов XX в. сейсморазведочные работы на территории Сибири проводились методом общей глубинной точки (МОГТ). Системы наблюдений были, как правило, невысокой кратности (6–12-кратные), фланговые и центральные. Этими работами были выявлены антиклинальные поднятия, которые, как правило, не подтверждались. В середине 80-х гг. прошлого столетия появились первые цифровые сейсмостанции типа «Прогресс», кратность ОГТ возросла до 24. В 1980–1991 гг. сейсморазведочные работы МОГТ 24-кратного прослеживания проводились в южной и восточной частях НГО, а затем последовал длительный перерыв в проведении площадных сейсмических работ. В период с 1985 по 1991 гг. пробурено 16 глубоких скважин, большинство из которых вскрыли осадочный чехол на полную мощность.

В период 2007–2020 гг. за счет Федерального бюджета на восточной части Центрально-Тунгусской ПНГО были проведены комплексные региональные геофизические исследования силами ОАО «Якутскгеофизика» и АО «Росгео» на Виллюйском, Верхневиллюйском, Виллюйско-Мархинском, Олгуйдахском, Северо-Мирнинском, Танхайском и Накынском проектах (площадях), равномерно закрывшие огромные, слабо изученные районы между реками Виллюй и Марха (рис. 1).

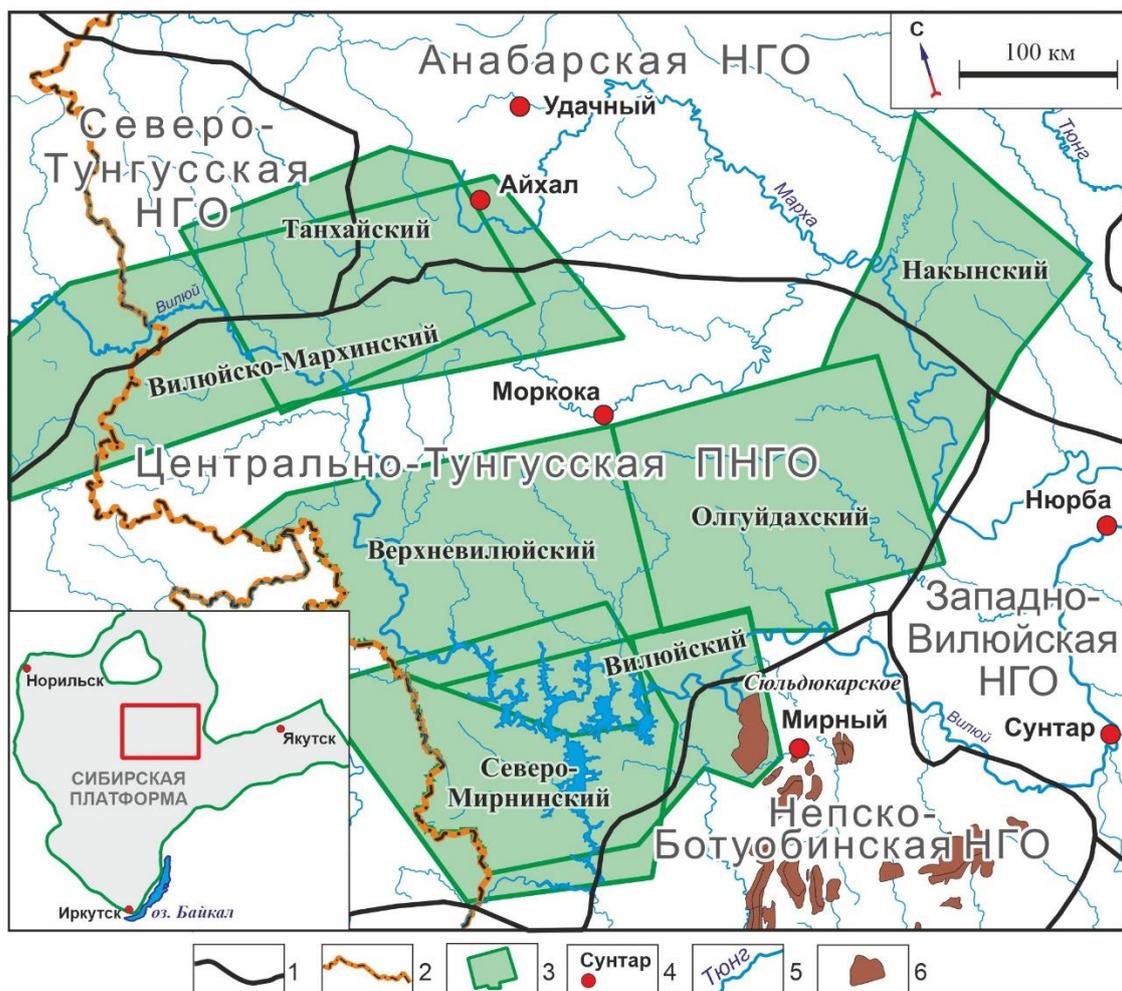


Рис. 1. Карта территорий проведения региональных сейсморазведочных работ на Центрально-Тунгусской ПНГО. Границы: 1 – НГО, 2 – административные, 3 – территорий проектов региональных работ; 4 – населенные пункты; 5 – реки; 6 – месторождения нефти и газа

Ответственными исполнителями отчетных работ по обработке и интерпретации полученных геолого-геофизических материалов являлись А.А. Евграфов, О.А. Корчагин, А.Р. Литвинова, А.В. Поспеев, Н.В. Поспеева, Н.В. Щигорева. Целевое назначение этих работ – изучение геологического строения региона, выделение первоочередных поисковых объектов, оценка их начальных геологических и прогнозных ресурсов углеводородов и подготовка участков к переводу в распределенный фонд недр.

Сейсмические профили МОГТ были отработаны невзрывными виброисточниками типа СВ-20/150 либо импульсными источниками типа «Енисей КЭМ-4» с 60–100-кратным перекрытием. Их общая протяженность составила 11.8 тыс. км, при плотности сейсмических наблюдений 0.06 км/км².

Стратиграфическая привязка сейсмических горизонтов осуществлялась по данным ВСП в следующих глубоких скважинах: Моркокинской-707, Восточно-Сергинской-2441, Алымджахской-2671, Мегеляхской-1151, Западно-Сюльдюкарской-1001, Восточно-Сюльдюкарской-1002, Ерюктинской-2260, Садынской-3420, Дюданской-2910, Среднемархинской-2250, Среднегыяттинской-2630, Унга-Хахсыкской-2980, Танхайской-708.

В пределах восточной части Центрально-Тунгусской ПНГО (солеродный бассейн) на временных сейсмических разрезах прослеживаются до 7–8 отражающих горизонтов (рис. 2):

- mt – кровля метегерской (литвинцевской) свиты;
- H₁ – подошва последнего пласта соли чарской свиты;
- К – верхней части чарской свиты;
- II – кровля билирской свиты;
- Б – кровля тэтэрской свиты;
- KB – кровля терригенных отложений венда (ванаварская и курсовская свиты);
- Φ (R₀) – эрозионная поверхность рифея (фундамента).

В пределах бессолевого и переходной частей разреза на временных разрезах вместо горизонтов К, H₁ и mt прослеживаются отражающие горизонты, приуроченные к кровле куонамской свиты (Hк) и удачининской свиты (Hu).

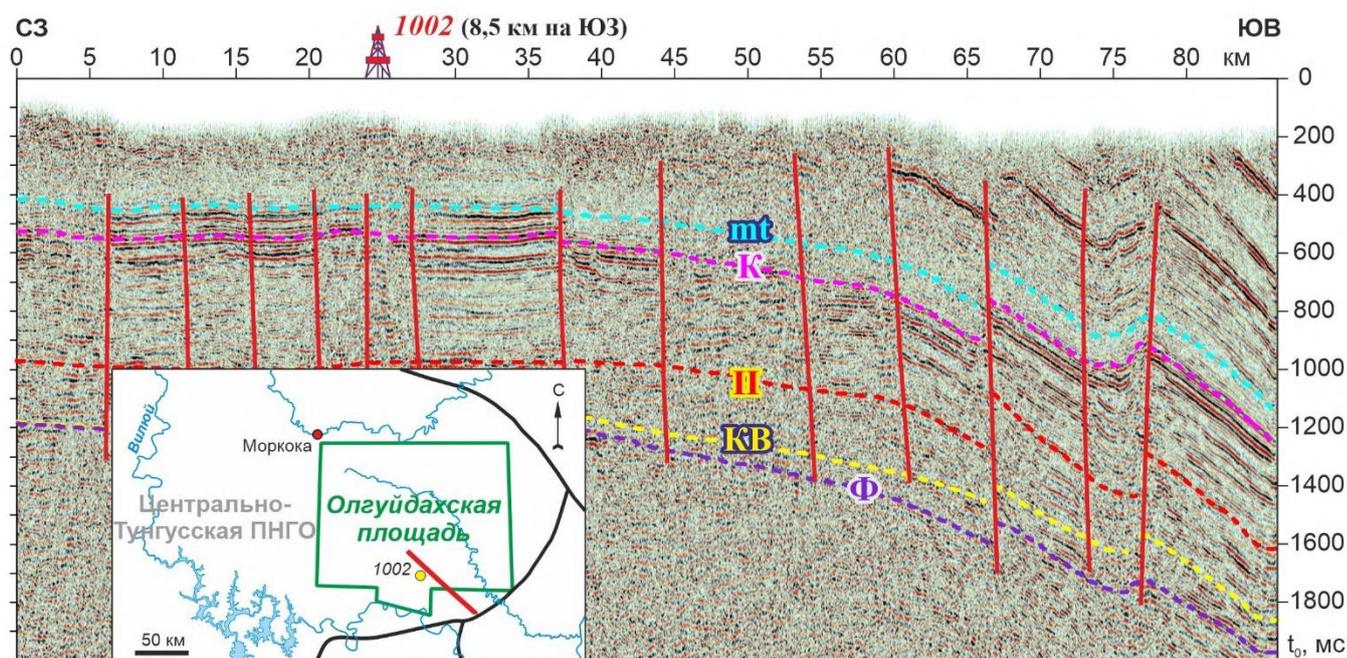


Рис. 2. Мигрированный временной разрез по ПР 841207 (Олгуйдахский проект) (А.В. Поспеев, 2014): Φ – поверхность фундамента, KB – кровля терригенного комплекса венда (ботуобинской толщи), II – кровля билирской свиты нижнего кембрия, К – кровля чарской свиты нижнего кембрия, mt – кровля метегерской свиты среднего кембрия

Рифейские отложения имеют ограниченное распространение на территории Центрально-Тунгусской ПНГО. На западе области они отнесены к двум структурно-фациальным регионам: Енисейскому и Анабарскому [Мельников и др., 2005]. Здесь они слагают центральную часть крупного внутрикратонного Ангаро-Котуйского рифтогенного прогиба (авлакогена), вытянутого в субмеридиональном направлении [Филипцов, Старосельцев, 2009]. Его ширина в пределах НГО изменяется от 150 до 300 км. По сейсмостратиграфическим данным мощность рифейских отложений в нем достигает 7000 м (рис. 3, А). Отложения рифейского прогиба на неполную мощность вскрыты на юго-западе НГО скважинами Аргишская-273 и Чуньская-120. Также рифейские отложения вскрыты глубоким и колонковым бурением на южном склоне Анабарской антеклизы [Шишкин, 1995].

В центральной части НГО на северо-западе Наканновской площади (север Иркутской области) по сейсмическим данным выделяется ограниченная зона развития рифея мощностью до 800 м [Поспеева и др., 2019]. Ее связь с Ангаро-Котуйским прогибом остается не выясненной.

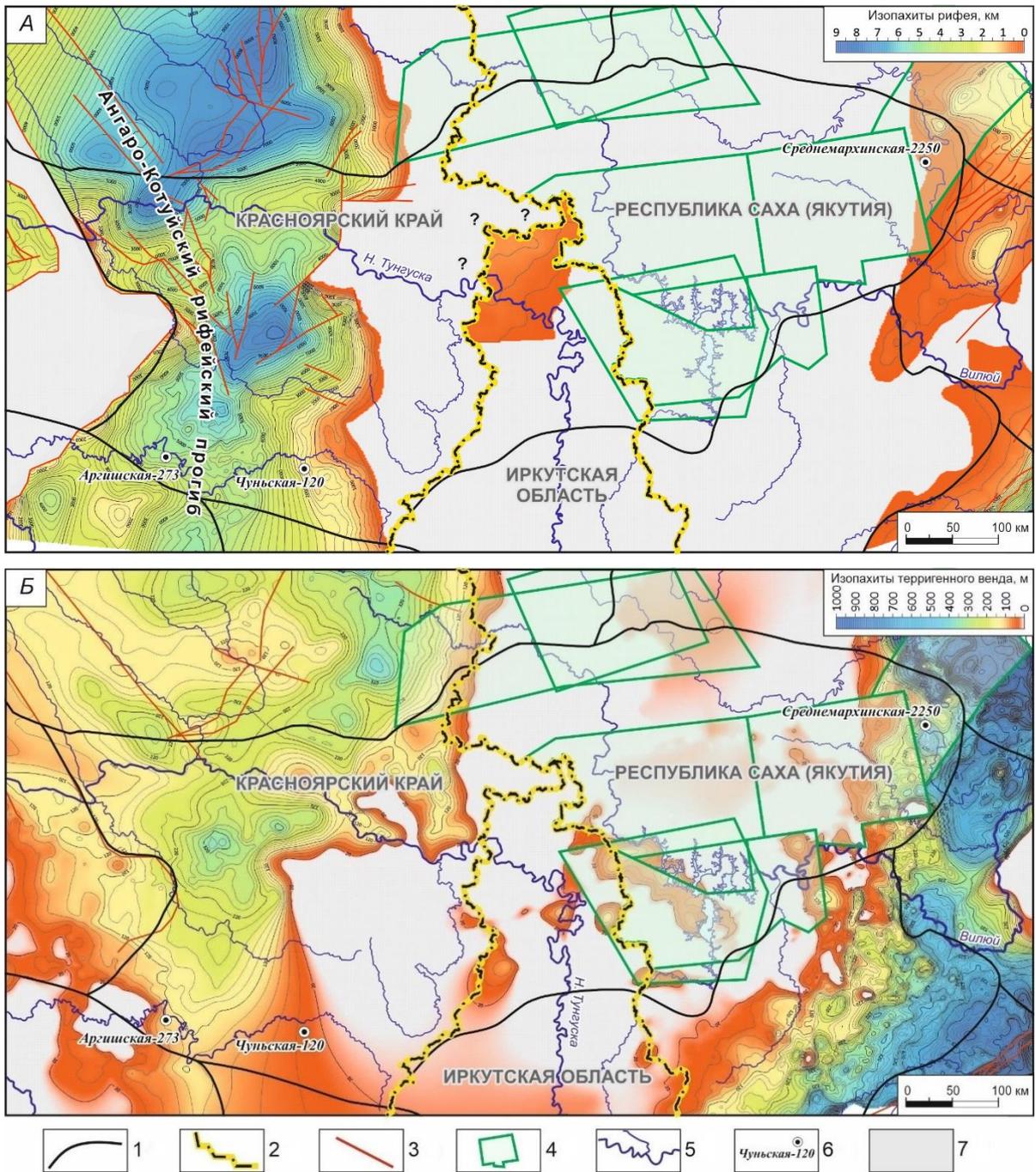


Рис. 3. Карты изопачит рифейского (А) и вендского терригенного (Б) комплексов в пределах Центрально-Тунгусской ПНГО и прилегающих территорий. Границы: 1 – НГО, 2 – административные, 3 – разломы, 4 – проекты рассматриваемых региональных работ (названия проектов – см. рис. 1), 5 – гидросеть, 6 – некоторые параметрические скважины, 7 – зоны отсутствия отложений

На самом востоке НГО наиболее полный разрез отложений, относимых к рифею, вскрыт в скв. Среднемархинской-2250 в интервале 4014–4220 м. В составе этих отложений Б.Б. Шишкиным было выделено две толщи: нижняя – ханнинская – толщиной 26 м и верхняя – андынгдинская – толщиной 180 м [Мельников и др., 2005]. По данным В.В. Граусман (1999 г.) в рифей в этой скважине вскрыт только в интервале 4194–4220 м и представлен доломитовой и конгломератовой толщами. По результатам работ по Накынскому проекту толщина рифейских отложений в зоне сочленения Центрально-Тунгусской и Западно-Вилуйской НГО может достигать значений более 1100 м.

Терригенные отложения нижнего венда в восточной части Центрально-Тунгусской ПНГО выявлены по результатам параметрического бурения на Накынской, Ханнинской, Садынской, Дюданской, Среднемархинской и других площадях. Эти отложения хорошо сопоставляются с разрезами скважин, вскрытых на северо-востоке Непско-Ботубобинской антеклизы, и представлены снизу вверх хоронохской, бетинчинской, талахской и курсовской свитами. Граница выклинивания терригенного комплекса венда уверенно картируется по данным сейсморазведки на Олгуйдахской, Вилюйской и Танхайской площадях. На восток в сторону Ыгыаттинской впадины согласно сейсмическим данным его толщины резко нарастают до максимальных значений 900–1200 м (рис. 3, Б).

В разрезе карбонатного венда (тирский и даниловский стратиграфические горизонты) характеризуемой территории выделяются свиты (снизу вверх): бюкская, успунская, кудулахская и юряхская. Кембрийские отложения представлены галогенно-карбонатными отложениями.

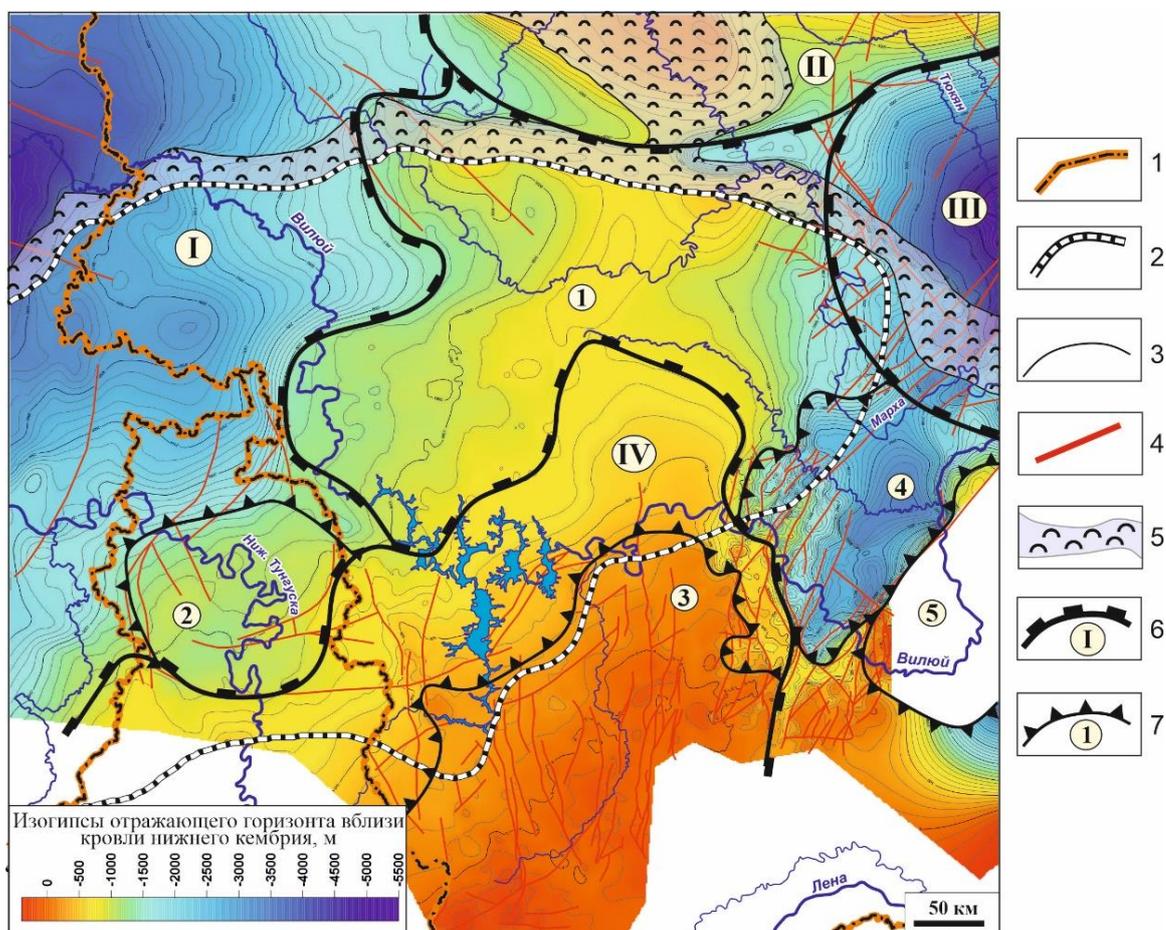


Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту вблизи кровли нижнего кембрия (чарская/удачнинская/куонамская свиты) центральных районов Республики Саха (Якутия). Границы: 1 – административные, 2 – Центрально-Тунгусской ПНГО; 3 – изогипсы отражающего горизонта вблизи кровли нижнего кембрия; 4 – разломы; 5 – Западно-Якутский барьерный рифовый комплекс нижнего-среднего кембрия; границы тектонических элементов: 6 – надпорядковых (I – Курейская синеклиза, II – Анабарская антеклиза, III – Вилюйская гемисинеклиза, IV – Непско-Ботубобинская антеклиза), 7 – I порядка (1 – Согджерская седловина, 2 – Наканновский выступ, 3 – Мирнинский выступ, 4 – Ыгыаттинская впадина, 5 – Сунтарский свод)

Материалы региональных сейсморазведочных работ позволили уточнить и детализировать региональные структурные основы по поверхностям фундамента, рифея, терригенного и карбонатного комплексов венда, нижнего кембрия Центрально-Тунгусской ПНГО, что привело к необходимости

актуализировать (скорректировать) тектоническую схему рассматриваемой территории. В качестве примера приведен фрагмент структурной карты по восточным районам Центрально-Тунгусской ПНГО (рис. 4), построенной по отражающим горизонтам, наиболее уверенно прослеживаемым вблизи поверхности нижнего кембрия, соответствующим кровлям чарской, удачинской и куонамской свит. Большую часть рассматриваемой территории занимает Сюджержская седловина, которая на севере граничит с Анабарской, а на юге с Непско-Ботуобинской антеклизмами. На востоке Сюджержская седловина граничит с Ыгыаттинской впадиной, а на западе с Курейской синеклизой. Отметки кровли чарской свиты в пределах седловины меняются от –1800 до –600 м. Вдоль северной границы седловины проходит полоса развития Западно-Якутской барьерно-рифовой системы. Ее контуры и строение были существенно уточнены по результатам региональных работ Вилюйско-Мархинского и Накынского проектов.

В тектоническом строении юго-восточной части Центрально-Тунгусской ПНГО значительная роль принадлежит разрывным нарушениям. Многие из них характеризуются как субвертикальные крупноамплитудные сбросы (см. рис. 2).

Перспективы нефтегазоносности Якутской части Центрально-Тунгусской ПНГО могут быть связаны с вендским терригенным комплексом, который включает ряд продуктивных горизонтов: талахский, улаханский, ботуобинский, и венд-нижнекембрийским карбонатным – осинский и юряхский. Кроме того, в разрезах отдельных площадей глубокого бурения могут быть выделены продуктивные пласты-коллекторы с гранулярным и порово-каверновым типом пористости в метегерской, ичерской, чарской, олекминской и толбачанской свитах.

Результаты испытания скважин, пробуренных на территории Центрально-Тунгусской ПНГО, показали, что отсутствие притоков УВ из терригенного отложения венда может быть связано с несовершенством методики вскрытия и испытания пласта в условиях низких пластовых давлений и с некачественным бурением. Скважины в пределах Якутской части Центрально-Тунгусской ПНГО были пробурены в основном в 1982–1988 гг., при этом отложения терригенного венда вскрывались на глинистом растворе удельного веса 1200–1260 кг/м³. Как показала практика, бурение и испытание скважин на утяжеленных глинистых растворах на территории НБА (Среднеботуобинская, Тас-Юряхская и др.) приводило к закупорке порового прискважинного пространства. После перехода на буровые растворы на нефтяной основе на этих площадях стали получать промышленные притоки УВ. Все это позволяет говорить, что сложные термобарические условия требуют тщательного подхода к выбору буровых растворов при вскрытии продуктивных горизонтов [Моисеев и др., 2018].

В 2017 г. южнее Центрально-Тунгусской ПНГО (на площади Вилюйского проекта) было открыто Сюльдюкарское нефтяное месторождение, основная залежь которого приурочена к межсолевым отложениям нижнетолбачанской подсвиты нижнего кембрия.

В результате анализа выполненных исследований на объектах региональных работ в вендско-нижнекембрийских терригенно-карбонатных и ниже-среднекембрийских органогенно-карбонатных отложениях были выявлены неантиклинальные ловушки (НАЛ) общей площадью 11 890 км², а также перспективные зоны и структурно-тектонические блоки общей площадью 19 800 км² (рис. 5).

На Вилюйско-Мархинском проекте региональных работ основные перспективы нефтегазоносности связываются с ниже-среднекембрийским нефтегазоносным комплексом (рифогенный барьер) и вендским терригенным комплексом. На ряде участков здесь зафиксированы надфоновые аномалии концентраций суммы УВ газов, а также закартированы высокоомные зоны суммарной продольной проводимости. В зоне выклинивания вендского терригенного комплекса предполагаются литологические ловушки, связанные с песчаниковыми телами прибрежно-морского генезиса, вдольбереговыми барами и

авандельтовыми отложениями. Эта зона шириной около 30 км протягивается вдоль административной границы Красноярского края и республики Саха (Якутия) (см. рис. 5).

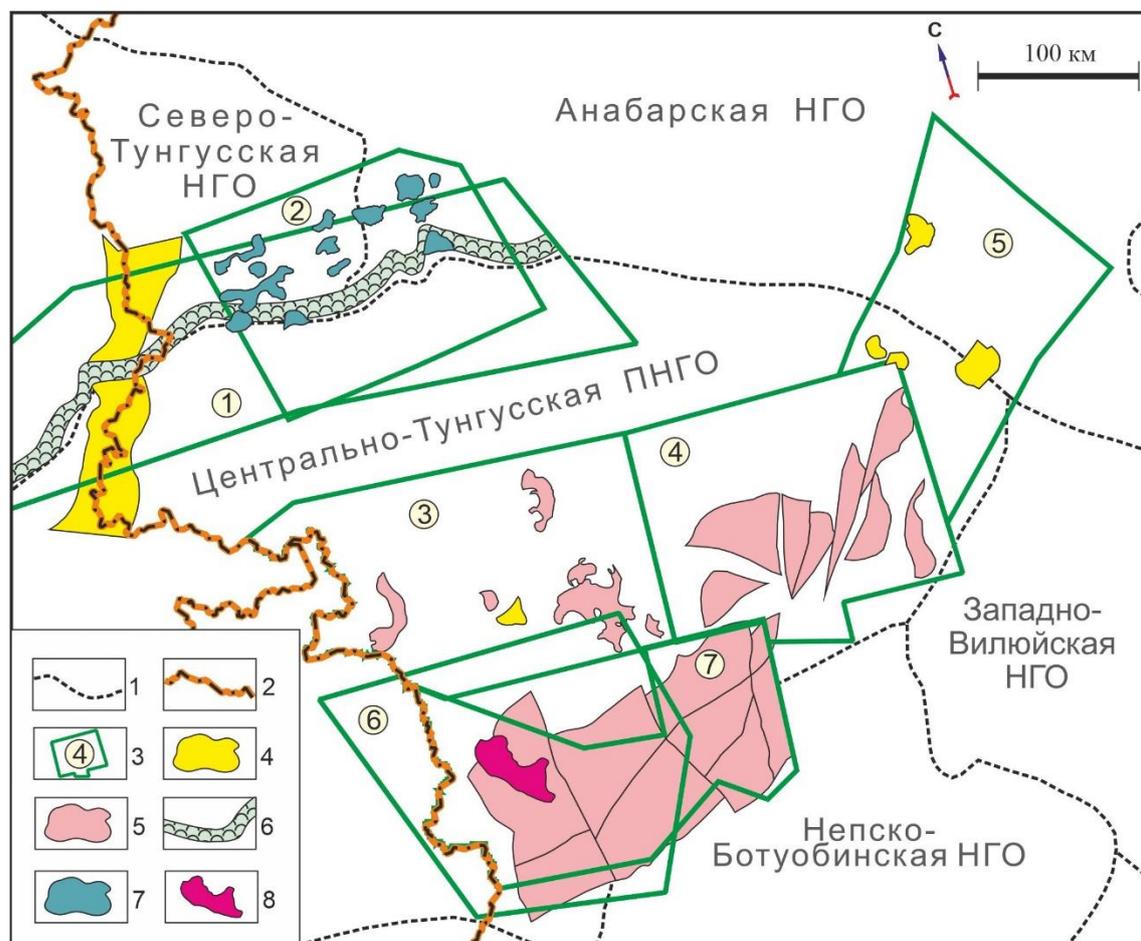


Рис. 5. Схема размещения перспективных объектов. Границы: 1 – НГО, 2 – административные; 3 – обобщенные контуры проектов региональных работ (1 – Виллюйско-Мархинский, 2 – Танхайский, 3 – Верхневиллюйский, 4 – Олгуйдахский, 5 – Накынский, 6 – Северо-Мирнинский, 7 – Виллюйский); 4–7 – перспективные объекты и зоны, локализованные в отложениях: 4 – терригенного комплекса венда, 5 – карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия, 6, 7 – нижне-среднекембрийского рифогенного комплекса; 8 – Северо-Джекиндейская залежь

В пределах Танхайского проекта региональных работ, который территориально приурочен к восточной части Виллюйско-Мархинского проекта, была отработана сгущающая сеть профилей, что позволило выделить локальные объекты в рифогенном комплексе (удачнинская свита). Они связаны с зонами развития коллекторов, сформированных на наиболее гипсометрически приподнятых участках, подвергавшихся процессам карстования. Здесь были выделены Виллюйканская, Сээнская и Тёгюрюкская структурно-литологические ловушки (СЛЛ). Чукукская свита среднего кембрия также представляет интерес в нефтегазоносном отношении. Она формировалась как продукт разрушения и переработки органогенно-карбонатного материала барьерно-рифовой системы. По результатам комплексного анализа сейсморазведки, электроразведки и ГИС в ней было выделено 10 литологических ловушек.

Следует отметить, что объекты, связанные с рифогенным комплексом удачнинской и чукукской свит, расположены за пределами Центрально-Тунгусской ПНГО на территориях, примыкающих к ней с севера (Северо-Тунгусской и Анабарской НГО).

На Вилюйском проекте поисковый интерес представляют объекты, локализованные в ботубинском, осинском и преображенском горизонтах. По результатам моделирования волновых полей, структурного и сейсмостратиграфического анализов здесь было выделено 9 структурно-тектонических блоков, ограниченных разломами, с которыми могут быть связаны тектонически экранированные ловушки УВ (см. рис. 5). Для подсчета ресурсов УВ в пределах блоков была использована схема суммарных плотностей ресурсов УВ по всем горизонтам, составленная в СНИИГГиМСе в 2000 г. Суммарные прогнозные ресурсы УВ по категории D_{1п} УВ составили 258 млн т нефти и 269 млрд м³ газа (таблица).

На Верхневилюйском проекте перспективами обладают вендский терригенный и подсолевой карбонатный венд-нижнекембрийский комплексы. Для выделения перспективных объектов привлекались структурные построения, результаты испытаний и интерпретации ГИС по скважинам, карты средних значений амплитуд в интервале залегания пласта, а также карты продольных удельных сопротивлений. Всего было выделено семь неантиклинальных ловушек с литологическими и тектоническими экранами (см. рис. 5, таблица). По утверждению авторов отчета (Н.В. Щигорева и др.) в связи с низкой плотностью сейсмических наблюдений и неполнотой электроразведочных данных к полученным значениям геологических ресурсов следует применять понижающий коэффициент 0.3–0.5. Таким образом, суммарные начальные ресурсы нефти по категории D_{1п} на Верхневилюйском проекте составили 46.7 млн т.

Геологические ресурсы УВ перспективных объектов и зон

Проект	Объект	Интервал	S, км ²	Нзф, м	Категория	Начальные геологические ресурсы		
						Нефть, млн т	Газ, млрд м ³	Конденсат, тыс. т
Вилюйско-Мархинский	Рифогенный барьер	Є ₁₋₂	2500	30	D _{1п}	681.6	–	–
	Зона выклинивания терригенного венда	Ванаварская свита, V ₁	625	10		–	591.7	–
Танхайский	Вилюйканская СЛЛ	Удачинская свита, Є ₁₋₂	103–147	4–17	D _{1п}	44.5	31	–
	Сээнская СЛЛ		68–113	7–10	D _{1п}	60	12.1	–
	Тёгюрюкская СЛЛ		71–178	8–20	D _{1п}	269.8	10.1	–
	10 литологических ловушек	Чукукская свита, Є ₂	16.9–413.8	3.2–13	D _{1п}	784.8	156.5	–
Накынский	По три тектонически и литологически экранированных ловушки в каждом горизонте	Ботубинский горизонт, V ₁	97.8–389.2	6.3	D _{1п}	404.3	80.7	1452.6
		Талахский горизонт, V ₁	90.5–360	8.2	D _{1п}	–	99.7	1795.5
		Вилючанский горизонт, V ₁	101.9–269.8	14.8	D _{1п}	–	102.8	2613.9
Северо-Мирнинский	Северо-Джекиндейская залежь	Осинский горизонт, Є ₁	922	8.5	D ₀	–	139.2	–
Вилюйский	9 структурно-тектонических блоков	V–Є ₁	16 680	–	D _{1п}	258.3	268.8	–
Верхневилюйский	Южно-Вавуканская НАЛ	Курсовская свита, V ₁	169	2	D _{1п}	3.27	–	–
	Батырская НАЛ	Бюкская свита, V ₂	795	2	D _{1п}	15.4	–	–
	Сикилийская НАЛ	Юряхская свита, V–Є ₁	477	2	D _{1п}	9.2	–	–
	4 литологические ловушки	Билирская свита, Є ₁	77–365	2	D _{1п}	19.0	–	–
Олгуйдахский	8 НАЛ	V–Є ₁	6382	–	D _{1п}	45.9		

На Олгуйдахском проекте целевые объекты приурочены к тем же комплексам, что и на Верхневилуйском. При подсчете ресурсов за основу принималась карта нефтегазоносности Сибирской платформы под редакцией В.С. Старосельцева (2002). Всего здесь было выделено 11 неантиклинальных ловушек, суммарные геологические ресурсы УВ которых составляют 201.7 млн т. Однако три из них выходят за пределы Олгуйдахской площади исследования и требуют дополнительного изучения. Таким образом, оценка локализованных ресурсов УВ проводилась по восьми объектам. С учетом понижающего коэффициента 0.3 на Олгуйдахском проекте суммарные начальные ресурсы УВ составили 45.95 млн т.

На Северо-Мирнинском проекте в параметрической скважине Северо-Джекиндейская-2510 вскрыта газовая залежь с аномально высоким пластовым давлением в осинском горизонте (нижнебилирская подсвита), представленным кавернозными трещиноватыми доломитами. Максимальный дебит газа составил 74.5 тыс. м³/сут. на диафрагме 20 мм. В районе скважины по комплексу геолого-геофизических данных закартирована Северо-Джекиндейская литологическая газовая залежь, контур которой определяется границами распространения коллектора (см. рис. 5). Геологические ресурсы газа по категории D₀ составляют 139.2 млрд м³.

На Накынском проекте по результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2D, электроразведки ЗСБ, геохимической съемки и потенциальных полей в терригенном комплексе венда было выделено по три перспективных объекта в вилючанском, талахском и ботубобинском горизонтах (см. рис. 5, таблица). Геологические/извлекаемые ресурсы нефти составили 404.3/45.7 млн т, растворенного газа 24 502/2768 млн м³ свободного газа 283 237/280 178 млн м³, конденсата 5.8/4.7 млн т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные новые результаты геологоразведочных работ позволили существенно уточнить представления о глубинном строении осадочного чехла Центрально-Тунгусской ПНГО, стали ясны внутреннее строение и природа вендско-кембрийского осадочного бассейна, а это, в свою очередь, позволило внести коррективы и в нефтегазогеологическое районирование, и в оценку перспектив нефтегазоносности. Основной ресурсный потенциал Центрально-Тунгусской ПНГО связан с вендскими и кембрийскими карбонатными отложениями, а на востоке территории – с терригенным комплексом венда [Фомин и др., 2017].

Всего на территории проектов выполненных региональных работ было выделено свыше 30 перспективных объектов, 9 структурно-тектонических блоков, зона выклинивания терригенного комплекса венда, зона развития рифогенного барьерного комплекса и оконтурена одна залежь. Они локализованы в стратиграфическом интервале от нижнего венда до среднего кембрия. Суммарные геологические ресурсы нефти по ним составили 2.6 млрд т, газа – 1.5 трлн. м³, конденсата – 5.9 млн т.

Полученные материалы являются хорошей основой для постановки здесь поисковых работ и лицензирования недр.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Карта** нефтегазоносности Сибирской платформы / Под ред. В.С. Старосельцева. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М.** Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сб. мат. в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57–64.
- Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б., Ефимов А.О., Карлова Г.А., Килина Л.И., Константинова Л.Н., Кочнев Б.Б., Краевский Б.Б., Мельников П.Н., Наговицин К.Е., Постников А.А., Рябкова Л.В., Терлеев А.А., Хабаров Е.М.** Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. – 428 с.
- Моисеев С.А., Фомин А.М., Маслов Д.В.** Перспективы нефтегазоносности и оценка ресурсов ботуобинского горизонта на востоке Центрально-Тунгусской (Сюджерской) НГО Республики Саха (Якутия) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 3. – 2018. – С. 25–34.
- Поспеева Н.В., Ларичев А.И., Губин И.А., Севостьянов С.Ю.** Выявление неантиклинальных ловушек в отложениях рифея и венда на севере Иркутской области по результатам интерпретации региональных сейсморазведочных данных (Центрально-Тунгусская нефтегазоносная область) // Геология нефти и газа. – № 3. – 2019. – С. 47–56, doi: 10.31087/0016-7894-2019-3-47-56.
- Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С.** Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – № 6. – 2009. – С. 40–56.
- Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А.** Характеристика нефтегазоносных комплексов и оценка нефтегазоносности Сюджерской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 1. – 2017. – С. 43–53.
- Шишкин Б.Б.** Особенности строения юго-восточной части Анабарской антеклизы в связи с оценкой нефтегазоносности терригенных образований докембрия // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 годы. Ч. 1. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1995. – С. 137–139.

REFERENCES

- Filipstov Yu.A., Staroseltsev V.S.** Riphean troughs – the major oil and gas sources in western part of Siberian Platform // Oil and Gas Geology. – Vol. 6. – 2009. – P. 40–56.
- Fomin A.M., Moiseev S.A., Topeshko V.A.** Description of petroleum plays and appraisal of petroleum content of the Syugdzher petroleum region // Geology and Mineral Resources of Siberia. – Vol. 1. – 2017. – P. 43–53.
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Valchak V.I., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Kuznetsova E.N., Kontorovich V.A., Moiseev S.A., Skuzovatov M.Yu., Fomin A.M.** Oil and gas geological zoning of the Siberian platform (updated version) // Interexpo GEO-Siberia-2017. XIII Intern. Scientific Congr. (Novosibirsk, April 17–21, 2017): Intern. Scientific Conf. "Subsoil use. Mining. Directions and technologies for prospecting, exploration and

development of mineral deposits. Economics. Geoecology": Collection of materials in 4 volumes. – SGUGiT, Novosibirsk, 2017. – Vol. 1. – P. 57–64.

Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B., Efimov A.O., Karlova G.A., Kilina L.I., Konstantinova L.N., Kochnev B.B., Kraevsky B.G., Melnikov P.N., Nagovitsin K.E., Postnikov A.A., Ryabkova L.V., Terleev A.A., Khabarov E.M. Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Riphean and Vendian of Siberian Platform and its plaited border. – Academic Publishing House “Geo”, Novosibirsk, 2005. – 428 p.

Moiseev S.A., Fomin A.M., Maslov D.V. Petroleum prospects and estimation of resources of Botuoba horizon in the east of the Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region of the Republic of Sakha (Yakutia) // Geology and Mineral Resources of Siberia. – Vol. 3. – 2018. – P. 25–34.

Petroleum potential map of the Siberian Platform / Staroseltsev V.S. (Ed.). – SNIIGGiMS, Novosibirsk, 2002.

Pospeeva N.V., Larichev A.I., Gubin I.A., Sevostyanov S.Yu. Identification of non-anticlinal traps in the Riphean and Vendian series on the results of regional seismic data interpretation (north of the Irkutsk Region, Central-Tungusky petroleum Region) // Oil and Gas Geology. – Vol. 3. – 2019. – P. 47–56.

Shishkin B.B. Features of the structure of the southeastern part of the Anabar anteklise in connection with the assessment of the oil and gas potential of Precambrian terrigenous formations // Results of work on the Interdepartmental Regional Scientific Program "Poisk" for 1992–1993. – Part 1. – Izd. SO RAN, NITs OIGGM, Novosibirsk, 1995. – P. 137–139.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ФОМИН Андрей Михайлович – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: литология, палеогеография венда и кембрия, методика поисков углеводородов.

ГУБИН Игорь Алексеевич – кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: интерпретация данных сейсморазведки, сейсмостратиграфия, сейсмогеологическое моделирование, геология и нефтегазоносность Сибирской платформы.

МОИСЕЕВ Сергей Александрович – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Лено-Тунгусской НГП.

*Статья поступила 27 февраля 2023,
принята к печати 14 апреля 2023*



ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТРАСТНЫХ ГРАНИЦ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПУТЕМ АНАЛИЗА ОСОБЕННОСТЕЙ ДИСПЕРСИОННЫХ КРИВЫХ СКОРОСТЕЙ ВОЛНЫ РЕЛЕЯ НА ОСНОВЕ ЭМПИРИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ

Р.А. Ефремов^{1,2,3}, А.С. Сердюков^{1,2,3}, А.В. Яблоков^{1,2,3}

¹*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,*

²*Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,*

³*Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Новосибирск, Красный проспект, 54, Россия,
e-mail: r.efremov2@g.nsu.ru*

Важным приложением метода многоканального анализа поверхностных волн (MASW) является оценка сейсмической безопасности. Ключевыми параметрами при расчете приращений балльности в ходе сейсмического микрорайонирования является толщина и средняя скорость массива грунтов, лежащих на основании из более жестких скальных горных пород. Специально для определения этих параметров нами предлагается новый метод построения горизонтально-слоистых моделей верхней части геологического разреза с использованием особенностей (положений экстремумов второй производной) дисперсионных кривых фазовых скоростей поверхностной волны Релея, которые, как показали численные эксперименты, связаны с положением контрастных границ в исследуемой среде (т. е., например, граница между грунтами и скальными породами). Такой подход значительно проще традиционно решаемой в методе MASW задачи восстановления горизонтально-слоистой модели по набору значений фазовых скоростей для последовательности частот и не требует задания начального приближения и/или каких-то ограничений на возможные значения параметров модели. В случае двухслойных и трехслойных сред наш подход сводится к простому и быстрому применению явных формул.

Сейсмическое микрорайонирование, MASW, дисперсионная кривая, волна Релея

DETERMINATION OF THE CONTRAST BOUNDARIES OF THE LOW VELOCITY ZONE BY ANALYZING THE FEATURES OF THE DISPERSION CURVES OF THE RAYLEIGH WAVE VELOCITIES BASED ON EMPIRICAL DEPENDENCIES

R.A. Efremov^{1,2,3}, A.S. Serdyukov^{1,2,3}, A.V. Yablokov^{1,2,3}

¹*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,*

²*Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,*

³*Chinakal Institute of Mining SB RAS, Krasny Ave., 54, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: r.efremov2@g.nsu.ru*

An important application of the multichannel surface wave (MASW) method is seismic safety assessment. The key parameters in the calculation of increments in the input of seismic microzoning are the thickness and average velocity of the soil mass lying on the base of more rigid rocks. To determine these parameters, we propose a new method for constructing horizontally layered models of the upper part of the geological section using the features (positions of extrema of the second derivative) of the dispersion curves of phase velocities of the Rayleigh surface wave, which, as shown by numerical experiments, are associated with the position of contrasting boundaries in the medium under study. (e.g., the boundary between soils and rocks). This approach is much simpler than the problem of recovering a horizontally layered model

traditionally solved in the MASW method from a set of phase velocities for a sequence of frequencies and does not require an initial approximation and/or any restrictions on the possible values of the model parameters. In the case of two-layer and three-layer media, our approach is reduced to a simple and fast application of explicit formulas.

MASW, dispersion curve, Rayleigh wave, seismic hazard assessment

ВВЕДЕНИЕ

Многоканальный анализ поверхностных волн (MASW) [Park et al., 1999] является популярным методом малоглубинной сейсморазведки. Одно из важных приложений метода – оценка сейсмической безопасности на основе получаемых с помощью MASW оценок скоростей поперечных сейсмических волн. Российские нормативные документы рекомендуют применять MASW в целях сейсмического микрорайонирования при строительстве объектов повышенной ответственности [Свод правил ..., 2016], а скорости поперечных волн, найденные с помощью MASW, могут использоваться для расчета акселерограмм, необходимых при проектировании строительных объектов. В западных странах MASW широко используется, например, при строительстве ветряных электростанций [Park, 2013] – для оценки воздействия вибраций турбины на грунт. При этом для оценок сейсмостойкости принято рассматривать усредненную скорость поперечных волн на глубину 30 м. Эту величину обозначают $V_{s,30}$ [Park, 2013]. Меньшие значения $V_{s,30}$ приводят к большим приращениям сейсмических интенсивностей. В отечественных правилах [Свод правил ..., 2016] так же присутствуют рекомендации о рассмотрении средних скоростей поперечных волн на эту глубину, а приращение балльности, на основе усредненных скоростей, находятся с помощью метода сейсмических жесткостей [Алёшин, 2016].

Помимо значений скорости поперечных сейсмических волн метод MASW также позволяет достоверно находить и границы между слоями горных пород с резко меняющимися свойствами. Важной задачей является нахождение границы между грунтами и скальными породами – подошвы зоны малых скоростей (ЗМС). Толщина ЗМС наряду со средними значениями V_s является ключевым параметром, влияющим на интенсивность сейсмического воздействия. Резкий контраст свойств при переходе от относительно мягких грунтов к жестким консолидированным коренным горным породам приводит к резонансным явлениям – появлению стоячих волн на определенной (достаточно низкой) частоте. Для исследования этих явлений широкое распространение в западных странах и Японии получил метод Накамуры [Nakamura, 1989], который основан на поиске экстремумов отношения спектральных амплитуд записей вертикальных и горизонтальных смещений – HVSR (horizontal-to-vertical spectral ratio). По утверждениям самого автора [Nakamura, 2019], при использовании данных пассивных сейсмических наблюдений микросейсмических шумов, экстремумы HVSR связаны именно со стоячими волнами, а поверхностные волны, часто техногенной природы, являются при этом помехами. Тем не менее, в ряде работ [Abdialim et al., 2021] исследование толщины и границ ЗМС проводят методом HVSR именно на основе поверхностных волн [Dal Moro, 2011].

В случае поверхностных волн Релея HVSR отношение характеризует параметр эллиптичности – отношение длин осей эллипса, являющегося траекторией движения частиц среды. Как показано в работе [Boaga et al., 2013], при резком контрасте скоростей (более 2 раз), характерном для границы ЗМС, на определенной частоте наблюдается перегиб дисперсионной кривой фазовой скорости нулевой

фундаментальной моды волны Релея. При этом происходит смена траекторий движения частиц: от движения против часовой стрелки к движению по часовой стрелке. Как показывают наши эксперименты по обработке синтетических данных, в случае использования многоканальных систем наблюдения, этот перегиб фундаментальной моды возможно наблюдать и на f - k спектральных изображениях. В нашей статье мы анализируем зависимость частоты перегиба от положения границы и предлагаем простой метод построения модели скоростного разреза на основе этой частоты и наклонов (групповых скоростей) дисперсионной кривой до и после точки перегиба, на основе эмпирических зависимостей, полученных методом линейной регрессии. При этом мы рассматриваем не одну, а сразу две границы и, следовательно, две частоты перегиба.

Стандартным подходом построения слоистой модели скоростей поперечных волн в методе MASW является минимизация невязки между наблюдаемыми и расчетными фазовыми скоростями поверхностной волны на наборе частот. В более ранних работах рассматриваются алгоритмы локальной оптимизации типа градиентного спуска [Constable et al., 1987] или применяется линеаризация с последующей матричной инверсией, например, с применением метода LSQR [Mendiguren, 1977]. Поскольку рассматриваемая обратная задача является нелинейной, ближайший к начальному приближению локальный минимум функционала невязки может не соответствовать истинному решению. В большинстве современных работ рассматриваются методы глобальной оптимизации. Используются методы Монте-Карло [Socco, Voiero, 2008], алгоритмы роя частиц [Song et al., 2015], нейронные сети [Yablokov et al., 2021]. Заметим, что применение оптимизационных методов предполагает, как правило задание начального приближения и/или диапазонов параметров искомой слоистой модели скоростей сейсмических поперечных волн: возможное количество слоев, диапазоны глубин границ между ними и значений скоростей. Будем называть это заданием априорной модели. Так, например, в работах [Yablokov et al., 2021, 2023], в которых обработка дисперсионных кривых осуществляется с помощью многослойной полносвязной нейронной сети, для предварительного задания (до обучения нейронной сети) возможных диапазонов параметров слоистой модели и фиксированного количества слоев используется алгоритм из работы [Cox, Teague, 2016]. В этом алгоритме ключевым параметром является коэффициент слоистости, определяющий количество слоев и диапазоны их возможных мощностей. Предлагаемый нами метод отличается от подобных алгоритмов задания априорной модели тем, что используются не просто наблюдаемые фазовые скорости, а особенности (точки перегиба) дисперсионной кривой, непосредственно связанные с наличием в среде резких границ. Метод был протестирован на синтетических моделях, а затем апробирован на полевых данных. Полученные результаты обработки полевых данных показывают, что полученный разрез достаточно хорошо совпадает с моделями, построенными с помощью применения методов глобальной оптимизации: Монте-Карло и GWO (Grey Wolf Optimizer) [Mirjalili et al., 2014].

МЕТОД

Рассмотрим типичную дисперсионную кривую, рассчитанную для горизонтально-слоистой модели среды, состоящей из трех слоев с параметрами: поперечные скорости для каждого слоя соответственно 123, 321 и 715 м/с, мощности слоев 2.94 и 18.7 м (третий слой – полупространство). Кривая приведена на рис. 1, б. Значительные контрасты скоростей между слоями приводят к образованию перегибов в окрестностях 5 и 15 Гц (рис. 1, а). Обозначим эти частоты как f_1 и f_2 , из рис. 1 понятно, что локальные минимумы соответствуют частотам перегиба. Как видно из рис. 1, а, выше f_1 и f_2 наблюдаются более

гладкие изгибы дисперсионной кривой в противоположную (основным перегибам) сторону, однако с дальнейшим увеличением частоты можно считать, что наклон кривой выходит на постоянные значения. Напомним, что тангенс угла дисперсионной кривой фазовой скорости (относительно горизонтальной оси к вертикальной оси, вдоль которой отложены волновые числа и частоты соответственно) равен значению групповой скорости.

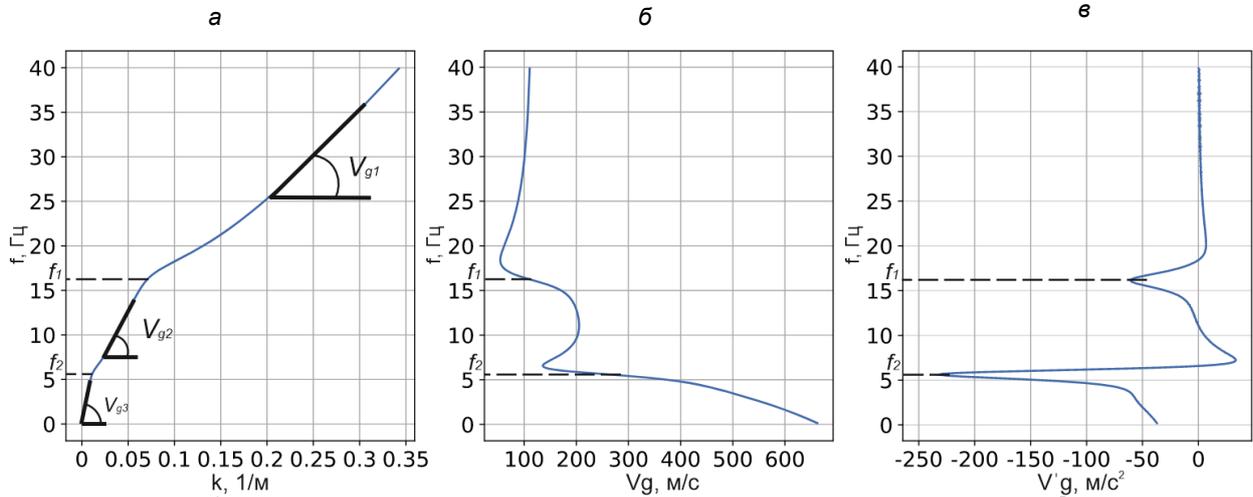


Рис. 1. Определение параметров дисперсионной кривой: а – дисперсионная кривая в координатах f – k , б – дисперсионная кривая групповых скоростей, в – производная групповых скоростей по частоте

Групповые скорости, соответствующие трем интервалам частот: $(0, f_1]$, (f_1, f_2) и $[f_2, \infty)$ обозначим: V_{g1} , V_{g2} и V_{g3} . В случае одного перегиба, определяются только две групповые скорости и одна частота. Еще раз подчеркнем, что данная кривая является типичной, т. е. в случае другой трехслойной или двухслойной подобной модели верхней части разреза (ВЧР) с резкими контрастами скоростей можно также выделить аналогичный набор параметров.

Для изучения взаимосвязи между параметрами дисперсионной кривой и моделью было создано 100 моделей двухслойной среды со следующими параметрами: скорость в первом слое варьировалась от 150 до 350 м/с, скорость в полубесконечности варьировалась от 350 до 1000 м/с, глубина границы выбиралась от 2 до 25 м. Также было создано 100 трехслойных моделей среды, скорость в первом, втором и полубесконечном слоях варьировалась от 100 до 250 м/с, от 100 до 400 м/с и от 400 до 1000 м/с соответственно. Глубина первого слоя выбиралась в диапазоне от 2 до 5 метров, а второго слоя от 8 до 25 метров. Модели генерировались таким образом, чтобы увеличение скорости от слоя к слою было не менее чем в $\sqrt{2}$ раз. Для каждой кривой определялись точки перегиба и групповые скорости.

Для изучения зависимостей между параметрами кривой и параметрами моделей были построены облака точек (рис. 2). В случае двухслойной среды зависимости могут быть хорошо аппроксимированы линейной моделью. Анализируя получившиеся тренды, из рис. 2, а–в, получаем:

$$V_{s1} = \frac{(V_{g1}-14)}{0.76}, V_{s2} = \frac{(V_{g2}-18)}{0.72}, f_{infl} = 0.2 * 1/t_k + 0.5, \quad (1)$$

где t_k – это кажущееся время падения $t_{ki} = \sum_{j=0}^i \frac{h_j}{V_{gj}}$, зависимость между глубиной границы и частотой перегиба выражается формулой

$$h = V_{g1} * \frac{0.2}{(f_{infl}-0.5)}. \quad (2)$$

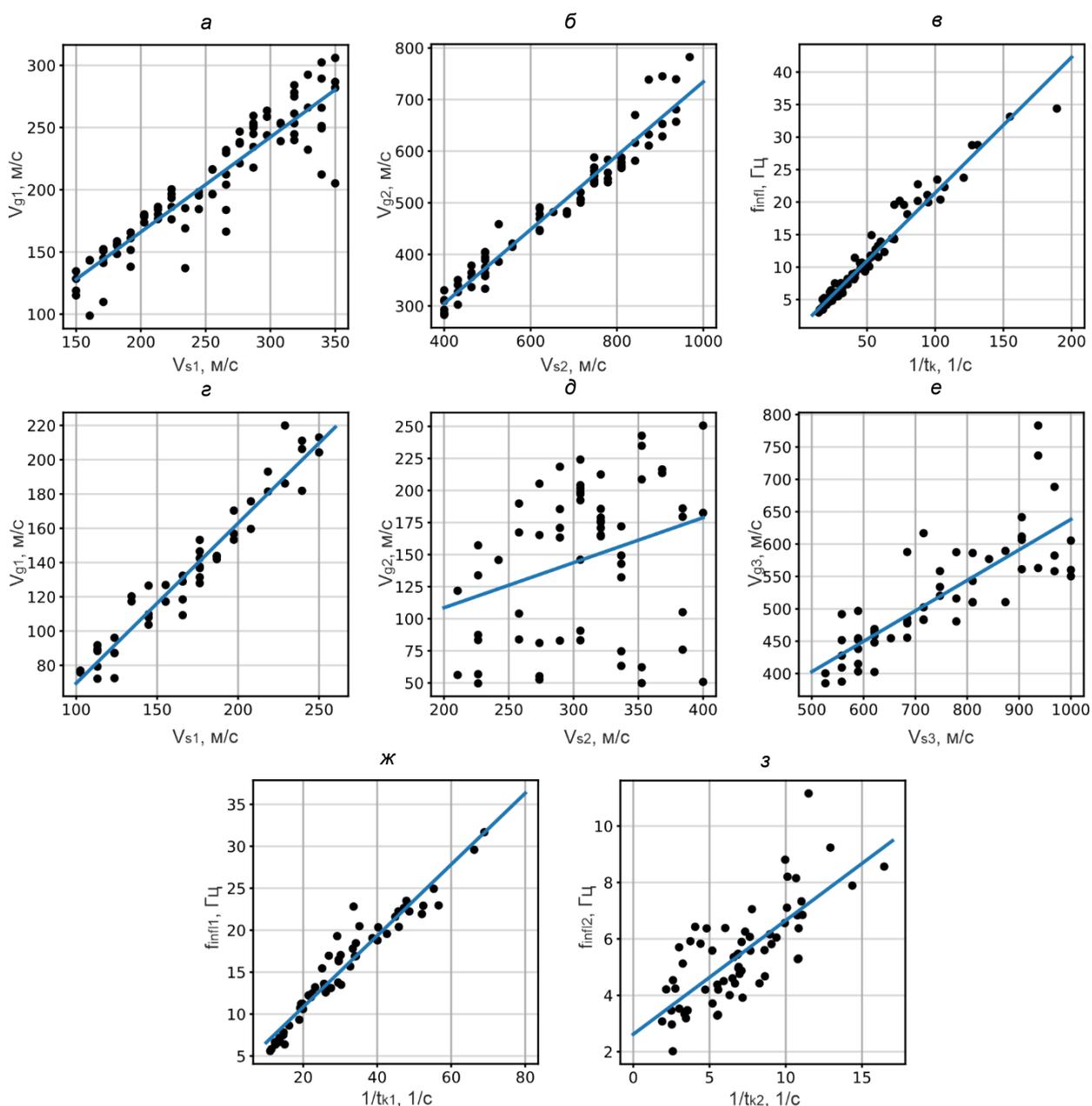


Рис. 2. Зависимости параметров кривой и параметров модели, и тренды (синяя линия): а – поперечной скорости верхнего слоя и первой групповой скорости в двуслойной среде, б – поперечной скорости полубесконечного слоя и второй групповой скорости в двуслойной среде, в – частоты, соответствующей перегибу и кажущимся временем падения в двуслойной среде, г – поперечной скорости верхнего слоя и первой групповой скорости в трехслойной среде, д – поперечной скорости второго слоя и второй групповой скорости в трехслойной среде, е – поперечной скорости полубесконечного слоя и третьей групповой скорости в трехслойной среде, ж – частоты, соответствующей верхнему перегибу и кажущимся временем падения до первой границы в трехслойной среде, з – частоты, соответствующей нижнему перегибу и кажущимся временем падения до второй границы в трехслойной среде

Для трехслойной среды зависимости показаны на рис. 2, г–з. Заметим, что зависимость второй групповой V_{g2} скорости от значения скорости поперечных волн в среднем слое трехслойной модели плохо описывается с помощью линейного закона (который мы тем не менее все равно далее рассмотрим), остальные параметры укладываются в линейные тренды. Таким образом, получаем серию соотношений для скоростей:

$$V_{s1} = \frac{V_{g1}+4.22}{0.83}, V_{s2} = \frac{V_{g2}+25.8}{0.39}, V_{s3} = \frac{V_{g3}-158}{0.48}, \quad (3)$$

и глубин слоев в зависимости от частот перегиба:

$$f_{inf1} = 0.42 * 1/t_{k1} + 2.4, h_1 = V_{g1} * \frac{0.42}{f_{inf1}-2.4}, f_{inf2} = 0.4 * 1/t_{k2} + 2.62, h_2 = \left(\frac{0.4}{f_{inf2}-2.62} - \frac{0.42}{f_{inf1}-2.4} \right) * V_{g2}. \quad (4)$$

ОБРАБОТКА СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ МАЛОГЛУБИНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Для проверки полученных зависимостей были проведены численные эксперименты по обработке синтетических сейсмограмм, рассчитываемых методом конечно-разностного решения системы уравнений с использованием программного пакета SOFI2D. Рассматривалось несколько моделей двухслойных и трехслойных сред, параметры которых приведены в табл. 1 (двухслойные среды) и табл. 2 (трехслойные среды). Использовался линейный профиль наблюдения протяженностью 50 м с шагом 5 м, пункт возбуждения располагался на удалении 15 м. Процесс распространения волн инициировался с помощью импульса Рикера с центральной частотой 20 Гц, тип источника – вертикальная сила. Для каждой полученной сейсмограммы строились $f-k$ спектральные изображения, определялись максимумы амплитуд, соответствующие фундаментальной моде волны Релея. Затем определялись частоты перегиба и групповые скорости, необходимые для применения формул (1)–(4). Спектральные изображения, определенные по ним групповые скорости и частоты перегиба, а также восстановленные и истинные параметры двухслойной модели № 2 и трехслойной модели № 1 (см. табл. 1 и 2) приведены на рис. 3. На рисунке 3, а, в показаны спектральные $f-k$ изображения синтетических сейсмограмм, хорошо прослеживается фундаментальная мода поверхностной волны Релея. Путем анализа полученных изображений вручную были определены частоты перегиба и групповые скорости. Значения скоростей и глубин границ, полученные на основе зависимостей (1)–(4), приведены в правой части рис. 3. Там же для сравнения приведены истинные значения параметров моделей. Анализируя результаты экспериментов, приведенных в табл. 1, 2 и на рис. 3, можно отметить относительно точное восстановление глубин границ, как в случае двухслойных, так и в случае трехслойных сред. Значения скоростей поперечных волн в случае двухслойных сред также получаются достаточно достоверными. В трехслойных средах в среднем слое значения скорости могут получаться недостоверными. Результаты, получаемые предлагаемым методом, зависят от выбора частот перегиба и значений групповых скоростей. Как видно из спектральных $f-k$ изображений, приведенных на рис. 3, а, в, определение частоты перегиба – неоднозначная процедура. Как уже упоминалось во введении, при резких контрастах скоростей наблюдается перераспределение энергии между модами, что приводит к появлению особенностей в спектральных изображениях в районе частот перегиба (см. рис. 3, а, в). Характерным явлением являются осцилляции линии спектральных пиков фундаментальной моды, а затем ее исчезновение ниже частоты перегиба, соответствующей границе между нижним слоем и полупространством (см. рис. 3). Как можно заметить из рис. 3, в, в случае трехслойной среды в окрестности второй частоты перегиба, соответствующей глубине верхнего слоя, наблюдается размывание спектрального изображения фундаментальной моды (утолщение цветового пятна на рис. 3, в чуть выше 15 Гц.). Как показывают численные эксперименты, подобные артефакты возникают и в горизонтально-слоистых моделях сред при наличии резких контрастов скоростей поперечных волн, и могут использоваться при выборе частот перегиба. Конкретного алгоритма выбора частот перегиба в данной работе мы не предлагаем – во всех расчетах выбор осуществлялся вручную.

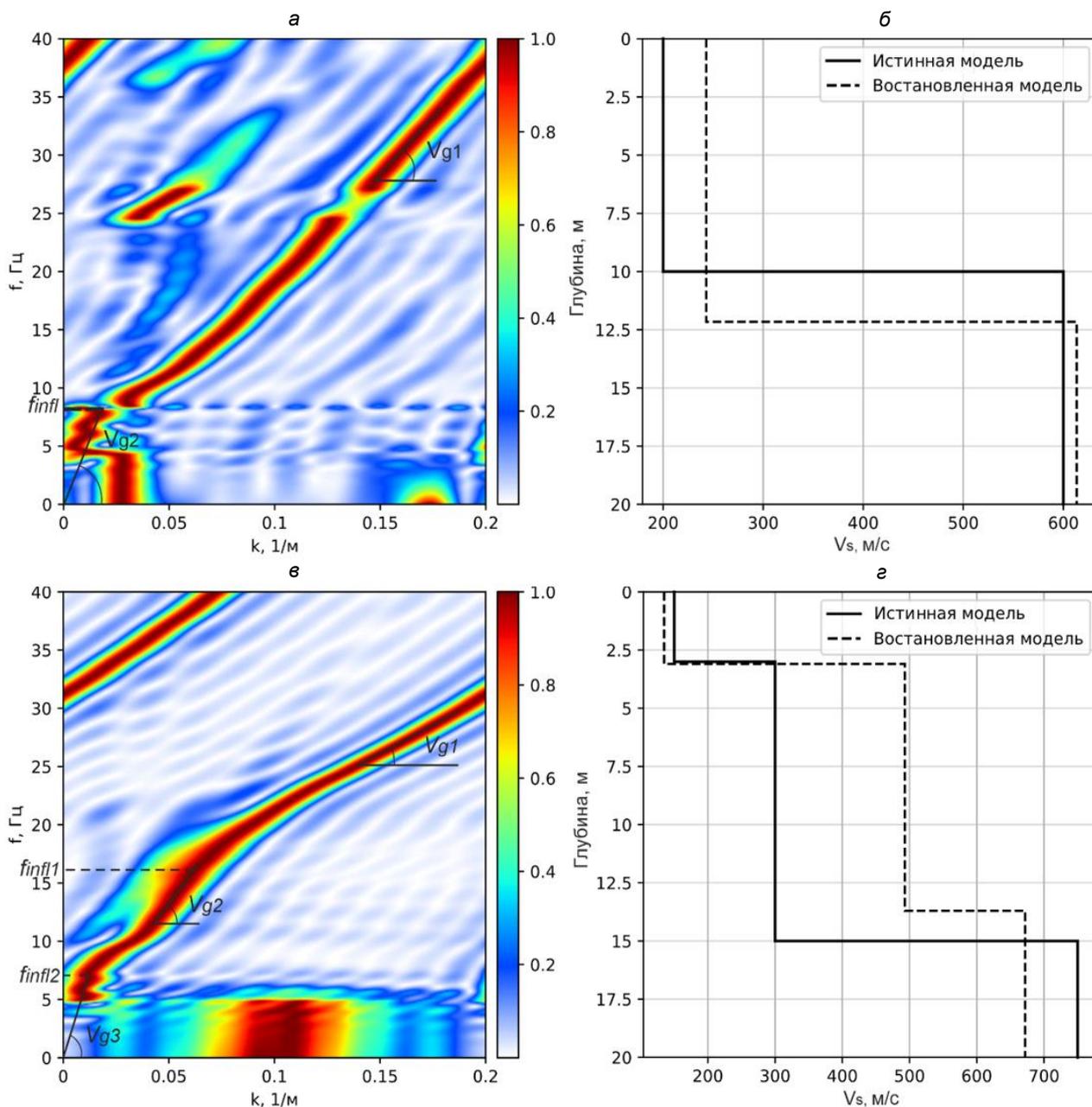


Рис. 3. Пример использования эмпирических зависимостей на синтетических данных: а – спектральное f - k изображение синтетической двуслойной модели, б – сравнение истинной и обращенной моделей для двуслойной среды, в – спектральное f - k изображение синтетической трехслойной модели, г – сравнение истинной и обращенной моделей для трехслойной среды

Таблица 1

Параметры синтетических моделей и восстановленных моделей для двуслойной среды

Номер модели	V_{s1} , м/с	V_{s2} , м/с	h , м	V_s , м/с		h восстановленная, м
				восстановленная, м/с	восстановленная, м/с	
1	300	500	16	348	534	19
2	200	600	10	243	613	12.1
3	707	1000	20	816	1087	16
4	150	400	4.5	148	501	3.7

Параметры синтетических моделей и восстановленных моделей для трехслойной среды

Номер модели	V_{s1} , м/с	V_{s2} , м/с	V_{s3} , м/с	h_1 , м	h_2 , м	V_{s1} восст., м/с	V_{s2} восст., м/с	V_{s3} восст., м/с	h_1 восст., м	h_2 восст., м
1	150	300	750	3	15	135	493	672	3.1	13.7
2	100	350	800	5	10	113	261	814	6.15	12.6
3	200	400	800	7	14	234	383	917	10.1	14.2
4	250	500	1000	5	17	260	535	1231	4.7	16.1

Целесообразным подходом является тестирование и перебор различных вариантов. При этом в качестве критерия выбора частот перегиба и групповых скоростей может служить невязка между наблюдаемой и расчетной, полученной для построенной модели, дисперсионными кривыми. Так как построение скоростной среды происходит по явным зависимостям (1)–(4) (т. е. предлагается прямой метод решения обратной задачи о восстановлении поперечных скоростей и глубин границ по дисперсионной кривой поверхностной волны Релея), оно происходит практически моментально, что позволяет произвести перебор большого количества параметров.

ОБРАБОТКА ПОЛЕВЫХ ДАННЫХ

Полевые работы по получению и обработке данных поверхностных сейсмических волн проводились на территории г. Новосибирска осенью 2022 года. Так как частота перегиба при глубине границы более 10 м принимает значения ниже 10 Гц, вместо привычных геофонов было принято решение использовать более низкочастотные и чувствительные сейсмологические датчики. Использовались два датчика СК-1П, для которых была проведена калибровка на коэффициент затухания 0.6, собственная частота датчиков 1 Гц. Возбуждение колебаний производилось путем ударов кувалдой по металлической пластине.

Так как в наличии имелось только два датчика нами была разработана и применена следующая методика моделирования многоканальных сейсмических записей (которые необходимы для применения метода MASW) из набора двухканальных записей. Использовались два пункта наблюдения. Первый пункт наблюдения находился на расстоянии 15 м от пункта возбуждения, а дальний пункт наблюдения перемещался вдоль профиля (линии, на которой располагается источник и все приемники) с шагом 5 м удаления от первого приемника. Наибольшее расстояние между приемниками составило 50 м. Для каждой расстановки (источник и два пункта наблюдения) осуществлялось 10 ударов кувалдой с целью накопления полезного сигнала.

Ближний приемник остается неподвижным для всех расстановок, его записи использовались для синхронизации пар записей ближних приемников. Между сигналами ближнего приемника вычисляется кросс-корреляция, максимум которой соответствует количеству отсчетов, на которое необходимо сдвинуть запись дальнего (второго) приемника. На рисунке 4, а показаны записи ближнего приемника для расстановки 5 и 15 м и временной сдвиг (dt), соответствующий максимуму кросс-корреляции. Итоговая сейсмограмма составляется из смещенных записей второго приемника, одна из которых показана на рис. 4, б. В качестве первой трассы в итоговой сейсмограмме используется усредненная запись ближнего приемника.

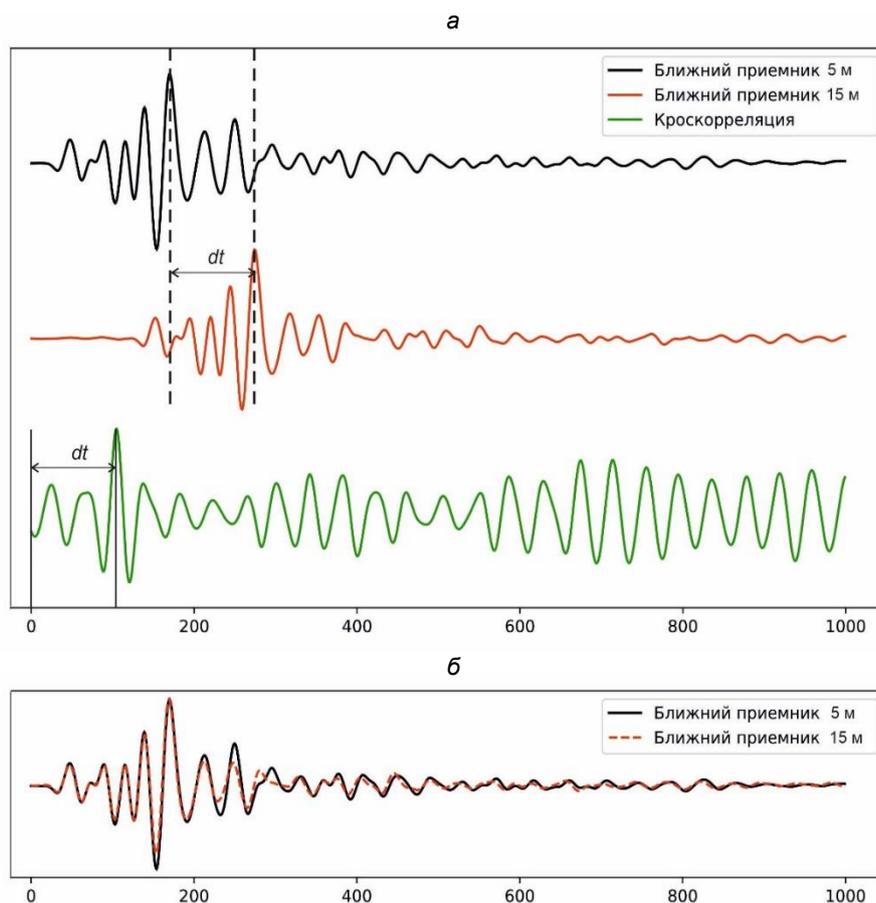


Рис. 4. Схема синхронизации записи: а – сигналы ближних приемников до смещения, кросс-корреляция этих сигналов, б – сигналы ближних приемников после смещения

Смоделированная таким образом сейсмограмма многоканальных записей показана на рис. 5, а. На рисунке 5, б показан ее f – k амплитудный спектр, на котором пропикирована дисперсионная кривая. Для дисперсионной кривой получены частоты перегиба и соответствующие групповые скорости: $f_1 = 12.5$ Гц, $f_2 = 5.6$ Гц, $V_{g1} = 97.5$ м/с, $V_{g2} = 209$ м/с, $V_{g3} = 467$ м/с. По этим параметрам с помощью зависимостей (1)–(4) была получена модель трехслойной среды, показанная на рис. 5, в черной линией (эмпирическая модель). Также дисперсионная кривая была обращена с помощью методов Монте-Карло (MC) [Socco, Voiero, 2008] и Gray Wolf Optimizer (GWO) [Song et al., 2015], результаты показаны на рис. 5, в зеленом и красным соответственно. Параметры всех трех полученных моделей (предлагаемый подход – эмпирическая модель, MC и GWO) приведены в табл. 3. Все три метода дают близкие результаты. При этом предлагаемый нами эмпирический метод требует применения лишь простых формул (1)–(4) в отличие от MC и GWO, которые основаны на многократном расчете дисперсионных кривых. Также наш метод, в отличие от MC и GWO, не требует задания начального приближения и/или фиксированных диапазонов возможных значений параметров модели.

Таблица 3

Модели, полученные разными методами обращения

Метод	V_{s1} , м/с	V_{s2} , м/с	V_{s3} , м/с	h_1 , м	h_2 , м
Эмп. зависимости	122	257	643	4.1	19.3
Монте-Карло	141	286	672	3.1	17.9
GWO	148	310	568	3.7	18.5

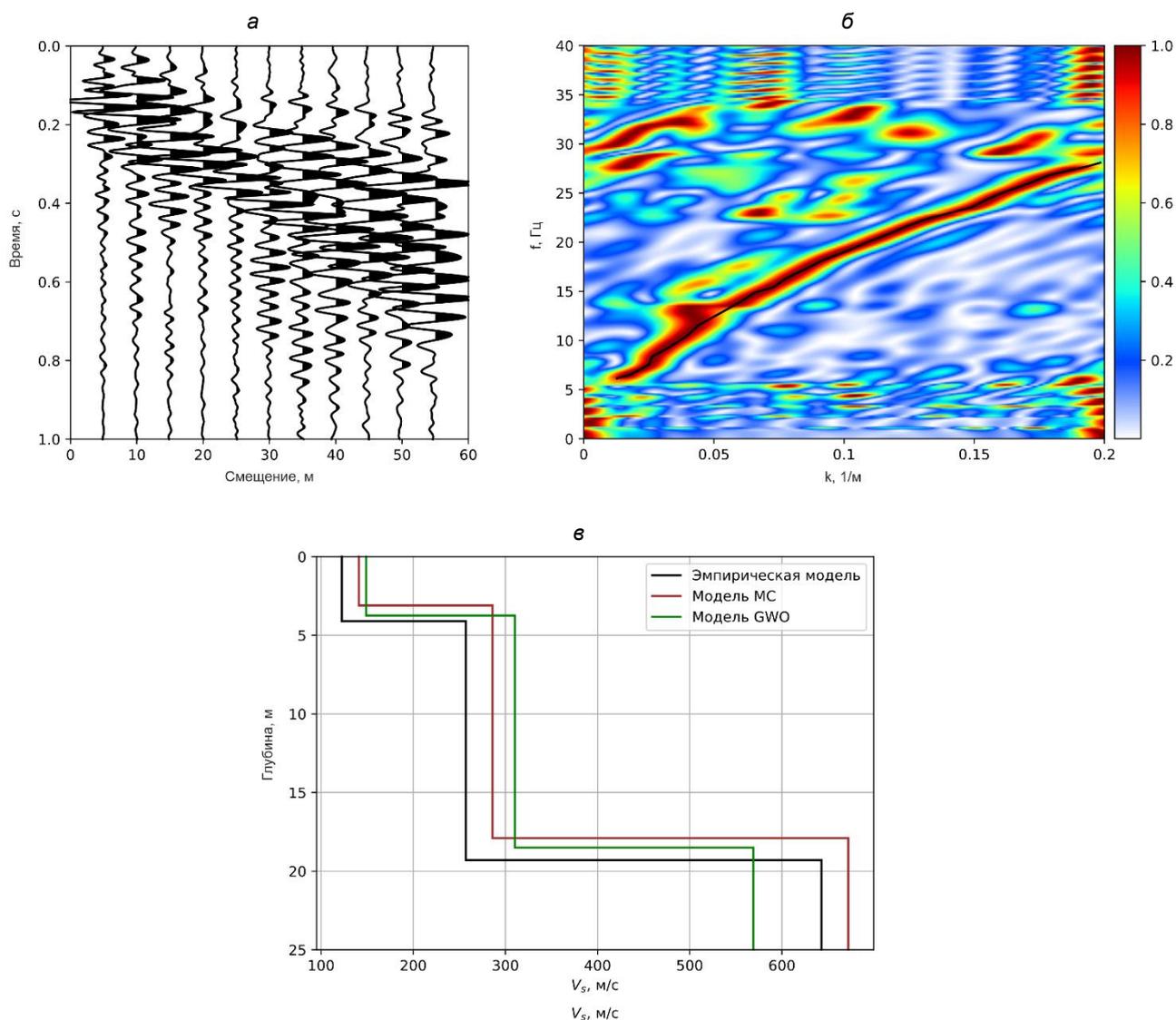


Рис. 5. Полевые данные: а – сейсмограмма z-компоненты, б – спектральное изображение, пропикированная дисперсионная кривая, в – полученные модели разными методами

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен метод, позволяющий восстанавливать параметры верхней части разреза на основе особенностей дисперсионной кривой фазовых скоростей волны Релея: точек перегиба (экстремумы второй производной). Путем анализа наборов синтетических данных для двухслойных и трехслойных сред нами получены явные соотношения, позволяющие определять глубины границ и значения поперечных скоростей. Отличием от существующих методов определения строения верхней части геологического разреза по фазовым скоростям поверхностных волн является использование особенностей дисперсионных кривых: точек перегиба и линейных трендов гладких участков, а не большого набора значений фазовых скоростей на различных частотах. Как показано в статье на синтетических данных, положение (частота) точки перегиба дисперсионной кривой имеет связь с глубиной резких контрастных границ. Подобной границей является кровля коренных пород, перекрытых несвязными грунтами, определение глубины которой является важной задачей при оценке приращения сейсмической балльности в ходе проведения сейсмического микрорайонирования.

Работа выполнена в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2022-0017.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алешин А.С.** Апология метода сейсмических жесткостей // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2016. – № 3. – С. 13–21.
- Свод** правил 283.1325800.2016 «Объекты строительные повышенной ответственности. Правила сейсмического микрорайонирования». – Москва: Минстрой России, 2016. – 24 с.
- Abdialim S., Hakimov F., Kim J., Ku T., Moon S.W.** Seismic site classification from HVSR data using the Rayleigh wave ellipticity inversion: A case study in Singapore // Earthquakes and Structures. – 2021. – Vol. 21 (3). – P. 231–238, doi: 10.12989/eas.2021.21.3.231.
- Boaga J., Cassiani G., Strobbia C.L., Vignoli G.** Mode misidentification in Rayleigh waves: Ellipticity as a cause and a cure // Geophysics. – 2013. – Vol. 78 (4). – P. EN17–EN28, doi: 10.1190/geo2012-0194.1.
- Constable S.C., Parker R.L., Constable C.G.** Occam's inversion: A practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data // Geophysics. – 1987. – Vol. 52 (3). – P. 289–300, doi: 10.1190/1.1442303.
- Cox B.R., Teague D.P.** Layering ratios: a systematic approach to the inversion of surface wave data in the absence of a priori information // Geophysical Journal International. – 2016. – Vol. 207 (1). – P. 422–438, doi: 10.1093/gji/ggw282.
- Dal Moro G.** Some aspects about surface wave and HVSR analyses: a short overview and a case study // Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata. – 2011. – Vol. 52 (2). – P. 241–259, doi: 10.4430/bgta0007.
- Mendiguren J.A.** Inversion of surface wave data in source mechanism studies // Journal of Geophysical Research. – 1977. – Vol. 82 (5). – P. 889–894, doi: 10.1029/JB082i005p00889.
- Mirjalili S., Mirjalili S.M., Lewis A.** Grey wolf optimizer // Advances in Engineering Software. – 2014. – Vol. 69. – P. 46–61, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- Nakamura Y.** A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground surface // Railway Technical Research Institute. Quarterly Reports. – 1989. – Vol. 30 (1). – P. 25–33.
- Nakamura Y.** What is the Nakamura method? // Seismological Research Letters. – 2019. – Vol. 90 (4). – P. 1437–1443, doi: 10.1785/0220180376.
- Park C.** MASW for geotechnical site investigation // The Leading Edge. – 2013. – Vol. 32 (6). – P. 656–662, doi: 10.1190/tle32060656.1.
- Park C.B., Miller R.D., Xia J.** Multichannel analysis of surface waves // Geophysics. – 1999. – Vol. 64 (3). – P. 800–808, doi: 10.1190/1.1444590.
- Socco L.V., Boiero D.** Improved Monte Carlo inversion of surface wave data // Geophysical Prospecting. – 2008. – Vol. 56 (3). – P. 357–371, doi: 10.1111/j.1365-2478.2007.00678.x.
- Song X., Tang L., Zhao S., Zhang X., Li L., Huang J., Cai W.** Grey wolf optimizer for parameter estimation in surface waves // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. – 2015. – Vol. 75. – P. 147–157, doi: 10.1016/j.soildyn.2015.04.004.
- Yablokov A.V., Serdyukov A.S., Loginov G.N., Baranov V.D.** An artificial neural network approach for the inversion of surface wave dispersion curves // Geophysical Prospecting. – 2021. – Vol. 69 (7). – P. 1405–1432, doi: 10.1111/1365-2478.13107.
- Yablokov A.V., Lugovtsova Y., Serdyukov A.S.** Uncertainty quantification of multimodal surface wave inversion using artificial neural networks // Geophysics. – 2023. – Vol. 88 (2). – P. KS1–KS11, doi: 10.1190/geo2022-0261.1.

REFERENCES

- Abdialim S., Hakimov F., Kim J., Ku T., Moon S.W.** Seismic site classification from HVSR data using the Rayleigh wave ellipticity inversion: A case study in Singapore // *Earthquakes and Structures*. – 2021. – Vol. 21 (3). – P. 231–238, doi: 10.12989/eas.2021.21.3.231.
- Aleshin A.S.** Apology of seismic rigidity method // *Earthquake Engineering. Construction Safety*. – 2016. – Vol. 3. – P. 13–21.
- Boaga J., Cassiani G., Strobbia C.L., Vignoli G.** Mode misidentification in Rayleigh waves: Ellipticity as a cause and a cure // *Geophysics*. – 2013. – Vol. 78 (4). – P. EN17–EN28, doi: 10.1190/geo2012-0194.1.
- Constable S.C., Parker R.L., Constable C.G.** Occam's inversion: A practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data // *Geophysics*. – 1987. – Vol. 52 (3). – P. 289–300, doi: 10.1190/1.1442303.
- Cox B.R., Teague D.P.** Layering ratios: a systematic approach to the inversion of surface wave data in the absence of a priori information // *Geophysical Journal International*. – 2016. – Vol. 207 (1). – P. 422–438, doi: 10.1093/gji/ggw282.
- Dal Moro G.** Some aspects about surface wave and HVSR analyses: a short overview and a case study // *Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata*. – 2011. – Vol. 52 (2). – P. 241–259, doi: 10.4430/bgta0007.
- Mendiguren J.A.** Inversion of surface wave data in source mechanism studies // *Journal of Geophysical Research*. – 1977. – Vol. 82 (5). – P. 889–894, doi: 10.1029/JB082i005p00889.
- Mirjalili S., Mirjalili S.M., Lewis A.** Grey wolf optimizer // *Advances in Engineering Software*. – 2014. – Vol. 69. – P. 46–61, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- Nakamura Y.** A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground surface // *Railway Technical Research Institute. Quarterly Reports*. – 1989. – Vol. 30 (1). – P. 25–33.
- Nakamura Y.** What is the Nakamura method? // *Seismological Research Letters*. – 2019. – Vol. 90 (4). – P. 1437–1443, doi: 10.1785/0220180376.
- Park C.** MASW for geotechnical site investigation // *The Leading Edge*. – 2013. – Vol. 32 (6). – P. 656–662, doi: 10.1190/tle32060656.1.
- Park C.B., Miller R.D., Xia J.** Multichannel analysis of surface waves // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64 (3). – P. 800–808, doi: 10.1190/1.1444590.
- Socco L.V., Boiero D.** Improved Monte Carlo inversion of surface wave data // *Geophysical Prospecting*. – 2008. – Vol. 56 (3). – P. 357–371, doi: 10.1111/j.1365-2478.2007.00678.x.
- Song X., Tang L., Zhao S., Zhang X., Li L., Huang J., Cai W.** Grey wolf optimizer for parameter estimation in surface waves // *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. – 2015. – Vol. 75. – P. 147–157, doi: 10.1016/j.soildyn.2015.04.004.
- SP 283.1325800.2016** "Construction objects of increased responsibility. Rules of seismic microdistricting". – Ministry of Construction of Russia, Moscow, 2016. – 24 p.
- Yablokov A.V., Serdyukov A.S., Loginov G.N., Baranov V.D.** An artificial neural network approach for the inversion of surface wave dispersion curves // *Geophysical Prospecting*. – 2021. – Vol. 69 (7). – P. 1405–1432, doi: 10.1111/1365-2478.13107.
- Yablokov A.V., Lugovtsova Y., Serdyukov A.S.** Uncertainty quantification of multimodal surface wave inversion using artificial neural networks // *Geophysics*. – 2023. – Vol. 88 (2). – P. KS1–KS11, doi: 10.1190/geo2022-0261.1.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ЕФРЕМОВ Роман Александрович – магистрант Новосибирского государственного университета, инженер лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, техник Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН. Основные научные интересы: геофизика, прямая и обратная задачи, верхняя часть разреза, поверхностные сейсмические волны, метод HVSR, эллиптичность волны Релея.

СЕРДЮКОВ Александр Сергеевич – кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, старший преподаватель Новосибирского государственного университета, старший научный сотрудник Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН. Основные научные интересы: сейсмология, численное моделирование, теория упругости, уравнение эйконала, конечно-разностные схемы, сейсмическая томография, миграция, обратные задачи, поверхностные волны, каналовые волны, анизотропия, поглощение, среда Био.

ЯБЛОКОВ Александр Викторович – кандидат физико-математических наук, научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, старший научный сотрудник Новосибирского государственного университета, младший научный сотрудник Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН. Основные научные интересы: сейсмическая томография, верхняя часть разреза, подавление поверхностных волн, спектральный анализ, прямая и обратная задача сейсмологии, методы машинного обучения, численное моделирование.

*Статья поступила 21 марта 2023,
принята к печати 12 апреля 2023*



АЗИМУТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН В ТРЕЩИНОВАТОЙ СРЕДЕ, ПОКРЫВАЮЩЕЙ ЦЕЛЕВОЙ ОБЪЕКТ, ПО ДАННЫМ ПОЛНО-АЗИМУТАЛЬНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

Н.К. Василенко^{1,3}, Т.В. Нефедкина¹, Г.А. Дугаров², Р.К. Бекренёв^{1,3}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²ООО «Техкомпания Хуавэй», 630090, Новосибирск, просп. Акад. Лаврентьева, 6/1, Россия,

³Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,
e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

Данная работа посвящена изучению поглощения продольных волн в анизотропной трещиноватой среде, покрывающей целевой объект, по данным 3D сейсмики. С этой целью в ИНГГ СО РАН был разработан программный модуль, реализующий метод QVOA-инверсии (seismic quality factor Q versus offset and azimuth) Модуль позволяет определить ориентацию трещин в слое по азимутальным вариациям поглощения энергии волны в этом слое. В качестве величины поглощения рассматривается обратная величина добротности, которая определяется методом спектральных отношений. Разработанный модуль QVOA-инверсии был опробован на данных 3D МОГТ одного из месторождений Республики Сербия. В результате были получены распределения направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое пород неогена, перекрывающего породы палеозойского фундамента, являющиеся целевым объектом нефтяной разведки. Эти данные должны быть учтены при интерпретации результатов AVAZ-инверсии по отражениям от палеозоя.

Поглощение, коэффициенты отражения, трансверсально-изотропная (HTI) среда, анизотропия, продольные волны, AVAZ-инверсия, эффективные параметры трещиноватости

AZIMUTHAL ANALYSIS OF PP-WAVE ATTENUATION IN A FRACTURED MEDIUM COVERING A TARGET LAYER USING WIDE-AZIMUTH SEISMIC SURVEY DATA

N.K. Vasilenko^{1,3}, T.V. Nefedkina¹, G.A. Dugarov², R.K. Bekrenyov^{1,3}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Huawei Technologies LTD, Lavrentyev Ave., 6/1, Novosibirsk, 630090, Russia,

³Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

The paper considers PP-wave attenuation in an anisotropic fractured medium covering the target layer. Azimuthal and offset variations of inverse quality factor (QVOA) were estimated from 3D seismic data by a software module developed in IPGG SB RAS. Spectral ratio method was used to estimate attenuation. We used developed QVOA inversion module on 3D CDP data from one of the fields in the Republic of Serbia. The distributions of fracturing orientation and attenuation anisotropy degree in the layer of Neogene rock are presented as results. This layer covers Paleozoic basement, which is the main target layer for oil exploration in this area. The obtained distributions should be considered during AVAZ inversion interpretation of reflections from Paleozoic basement due to possible footprints.

Attenuation, reflection coefficients, transversely isotropic (HTI) medium, anisotropy, compressional waves, AVAZ inversion, effective fracture parameters

ВВЕДЕНИЕ

AVAZ-инверсия, основанная на анизотропии амплитуд отраженных P -волн, является одним из наиболее важных и часто используемых методов прогнозирования азимутально-ориентированной трещиноватости коллекторов углеводородов. Метод AVAZ-инверсии (Amplitudes Variation with Azimuth) основан на анализе амплитуд отраженных сейсмических волн в зависимости от удалений и азимутальных направлений источник–приемник.

В основе традиционного AVOA-анализа и AVAZ-инверсии лежат линеаризованные аппроксимации для плосковолнового коэффициента отражения продольной волны на границе изотропного и слабо-анизотропного (НТИ) полупространств. Наиболее известной является аппроксимация Рюгера [Rüger, 2001]. Но данная аппроксимация имеет ряд ограничений. Она может быть использована для определения коэффициентов анизотропии НТИ-среды только при слабой контрастности упругих свойств на границе и слабой анизотропии [Нефедкина, Лыхин, 2016]; эти ограничения не касаются возможности определения азимута оси симметрии. Также аппроксимация не подходит в случае отражения от границы двух сред НТИ с разной ориентацией осей симметрии [Rüger, 2001]. В случае с контрастными отражающими границами и сильной анизотропией необходимо переходить к использованию точных формул для расчета плосковолновых коэффициентов отражения.

В ИНГГ СО РАН был разработан оптимизационный алгоритм нелинейной AVAZ-инверсии, основанный на использовании точных формул для коэффициентов отражения упругих волн от границы изотропного и анизотропного (типа НТИ) слоев [Лыхин, Нефедкина, 2017]. Он был широко протестирован на синтетических [Нефедкина, Лыхин, 2016; Лыхин, Нефедкина, 2017] и реальных данных [Дугаров и др., 2021; Нефедкина и др., 2022]. Однако этот алгоритм, так же как аппроксимационный алгоритм Рюгера, разработан в рамках модели, когда выше целевого отражающего горизонта среда может быть описана как изотропная. В работе [Дугаров и др., 2020] показано, что в случае жесткого контакта двух азимутально анизотропных сред с различными параметрами анизотропии коэффициенты отражения могут существенно отличаться от таковых для модели Рюгера. Отсюда вытекает необходимость развития алгоритма AVAZ-инверсии на этот случай.

В то же время, если азимутальная НТИ-анизотропия в верхнем слое обусловлена наличием вертикальных трещин, существенным становится поглощение энергии волны в трещиноватой среде, причем анизотропия поглощения намного больше азимутальных вариаций коэффициентов отражения и анизотропии скоростей [Чичинина и др., 2006].

Во многих работах как теоретических [Carcione, 2000; Чичинина и др., 2006], так и экспериментальных [MacBeth, 1999; Luo, Evans, 2003; Maultzsch et al., 2003; Luo et al., 2006], показано, что трещиноватый анизотропный слой, залегающий выше целевого слоя, сильно влияет на эффекты AVOA, осложняя общую картину зависимости коэффициентов отражения от расстояния и азимута. Причем большинство авторов связывают это влияние с аномальным поглощением энергии волны при пересечении ею трещиноватой среды. В отдельных публикациях [Horne, MacBeth, 1997; Lynn, Beckham, 1998; MacBeth, 1999; Clark et al., 2001] сообщается об экспериментально наблюдаемой азимутальной зависимости поглощения P -волн по данным отраженных волн и ВСП.

Теоретическому обоснованию азимутальной зависимости поглощения и возможности ее использования посвящена работа [Чичинина и др., 2006]. Ее авторы предложили метод для определения ориентации трещин в поглощающем слое – азимутальный анализ QVOA (Quality Variation with Offset and Azimuth), основанный на вариации обратной добротности Q^{-1} в зависимости от направления

распространения P -волны в азимутально-анизотропной среде НТИ. В своих исследованиях авторы этой статьи придерживаются теории поглощения, в основе которой лежит модель трещиноватой среды Хадсона [Hudson, 1980]. Ими получена приближенная формула для зависимости поглощения продольной волны от направления волновой нормали и показано, что она по своей структуре совпадает с аппроксимацией Рюгера для коэффициента отражения продольной волны, лежащей в основе азимутального анализа (AVOA).

На синтетических данных авторы показали применимость полученной аппроксимационной формулы для определения направления трещин в поглощающем слое по отраженным волнам от его кровли и подошвы. В 2023 году Т.И. Чичинина с коллегами опубликовали патент на метод QVOA [Chichinina et al., 2023]. Однако до настоящего времени метод не был широко опробован на реальных полевых данных.

Известно, что практическое определение сейсмического поглощения по реальным данным является сложной задачей. Это вызвано влиянием многих факторов, например, наличием помех или нестабильностью формы сигнала. Начиная с семидесятых годов прошлого столетия и до настоящего времени ученые ищут пути создания надежных методов и алгоритмов, обеспечивающих получение устойчивых оценок параметров поглощения по реальным сейсмическим данным [Рапопорт, 1977; Авербух, 1982; Mitrofanov, Priimenko, 2010].

Авторы настоящей статьи предприняли попытки определения характеристик анизотропного трещиноватого слоя, расположенного выше целевого объекта, по азимутальным вариациям поглощения продольных волн в этом слое. Исследования выполнялись на реальных данных 3D сейсмической съемки, проведенной в Паннонском бассейне (Республика Сербия) силами «НТЦ НИС – Нафтагас» [Дугаров и др., 2021]. В обработке и интерпретации полевых материалов принимали участие специалисты «НТЦ НИС – Нафтагас», «Газпромнефть НТЦ» и ИНГГ СО РАН.

Для решения поставленной задачи в ИНГГ СО РАН были разработаны алгоритмы и созданы программные модули на языке Python, реализующие метод QVOA-инверсии [Чичинина и др., 2006, 2023] и метод спектральных отношений [Bath, 1974; Babbel, 1984]. Был также разработан комплекс компьютерных программ, обеспечивающих повышение соотношения сигнал/помеха. Созданное математическое обеспечение было использовано при обработке полевых материалов «Нафтагас». Полученные результаты изложены в данной работе.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ОЦЕНКИ АНИЗОТРОПИИ ПОГЛОЩЕНИЯ

Параметры, описывающие поглощение

Различные неоднородности в строении Земли и слагающих ее пород, а также неупругие эффекты, возникающие при распространении сейсмических колебаний в реальных средах, приводят к уменьшению энергии и изменению состава частот у наблюдаемых сейсмических сигналов. Это явление известно как частотно-зависимое затухание сейсмических колебаний [Авербух, 1982; Aki, Richards, 2002].

Затухание, обычно наблюдаемое в сейсмических данных, представляет собой комбинацию эффектов внешнего и внутреннего затухания. При внешнем затухании происходит перераспределение энергии на другие части волнового поля в ходе процессов, которые включают сферическое расхождение, рассеяние и распределение энергии на границах горных пород.

Внутреннее затухание (также известное как поглощение) представляет собой потерю энергии в волнах из-за ее превращения в тепло. Внутреннее затухание характеризует процесс потери энергии в

распространяющихся колебаниях из-за петрофизических свойств, условий насыщения породы флюидом, наличия трещиноватости и др. [Carcione, Picotti, 2006; Gurevich et al., 2009; Deng, Morozov, 2016].

В методах AVOA-анализа и AVAZ-инверсии в амплитуды волн, отраженных от целевой границы, вводятся поправки за сферическое расхождение волны и преломление на промежуточных границах, т. е. компенсируется внешнее затухание. Таким образом, в дальнейшем будем считать, что уменьшение энергии и изменение частотного состава волны при ее прохождении через покрывающую среду, в первом приближении, определяется только поглощением.

Величина поглощения сейсмической волны может быть описана: коэффициентом поглощения α , логарифмическим декрементом δ и обратной добротностью Q^{-1} . В работе [Toksöz, Johnston, 1981] приводятся определения для каждого из указанных параметров и их связь. Через экспоненциальный множитель определяется коэффициент поглощения α : $A(x) = A_0 e^{-\alpha x}$, где A – амплитуда волны в точке x , A_0 – амплитуда волны в исходной точке. Отсюда коэффициент поглощения при прохождении волной двух точек среды x_1 и x_2 :

$$\alpha = \frac{1}{x_2 - x_1} \ln \left(\frac{A(x_1)}{A(x_2)} \right). \quad (1)$$

Логарифмический декремент поглощения δ определяется аналогично, рассматривается затухание на длине волны: $\delta = \alpha * \lambda = \alpha * v / f$, где λ – длина волны, v – скорость, f – частота.

В свою очередь обратная величина добротности определяется не через амплитуды проходящей волны, а через энергетический баланс при диссипации энергии [Сейсморазведка, 1981]:

$$Q^{-1} = \frac{1}{2\pi} \frac{\Delta W}{W_{max}}, \quad (2)$$

где ΔW – плотность энергии, рассеянной в цикле колебания рассматриваемой системы, W_{max} – максимальная энергия, запасенная в этом цикле. Связь обратной добротности с другими параметрами, описывающими поглощение, приводится в [Hamilton, 1972]:

$$Q^{-1} = \frac{\alpha * v}{\pi * f}. \quad (3)$$

В настоящей работе под величиной поглощения будем понимать величину обратной добротности Q^{-1} .

Метод оценки величины поглощения

Из большого числа различных методов оценки величины поглощения был выбран метод спектральных отношений, так как именно он наиболее широко распространен и чаще используется в литературе, а также показал лучшие результаты на реальных данных отраженных волн в условиях сильных интерференций.

Метод спектральных отношений – наиболее известный метод получения оценки величины Q^{-1} в частотной области. Впервые был представлен в работах [Bath, 1974; Babbel, 1984]. Суть метода заключается в анализе логарифма отношения амплитудных спектров волн, отраженных от кровли и подошвы поглощающего слоя. Данный подход предполагает линейную зависимость коэффициента поглощения α от частоты: $\alpha = \gamma * f$. Этот факт подтверждается экспериментально многими исследователями [Кнорфф, 1964; Jackson, Anderson, 1970; Toksöz et al., 1979].

Соотношение амплитудных спектров сигналов, отраженных от кровли и подошвы слоя, может быть представлено формулой:

$$\frac{\tilde{A}_2}{\tilde{A}_1} = \frac{G_2}{G_1} e^{-(\gamma_2 - \gamma_1)fx}, \quad (4)$$

где G_1, G_2 – параметры, включающие коэффициенты отражения волны и геометрическое расхождение, \tilde{A}_1, \tilde{A}_2 – амплитудные спектры отраженных сигналов. Если слой достаточно толстый и не осложнен тонкими пропластками, коэффициенты отражения не зависят от частоты. После логарифмирования выражения (1) и введения новых обозначений получим:

$$\ln\left(\frac{\tilde{A}_2}{\tilde{A}_1}\right) \approx k * f + b, \quad (5)$$

где $k = -(\gamma_2 - \gamma_1)x$, $b = \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)$, k – угол наклона аппроксимирующей прямой. Таким образом, аппроксимируя логарифм отношений спектров, можно найти коэффициент k . При определении поглощения сигнала A_2 относительно A_1 коэффициент $\gamma_1 = 0$. Следовательно, $k = -\pi Q^{-1}(t_2 - t_1)$, где t_1, t_2 – двойное время пробега по нормали к границе до кровли и подошвы поглощающего слоя соответственно. Наконец, оценка величины обратной добротности может быть рассчитана из соотношения:

$$Q^{-1} = -\frac{k}{\pi(t_2 - t_1)}. \quad (6)$$

Стоит отметить, что при использовании данных отраженных волн для небольших выносов характерно низкое соотношение сигнал/помеха (сигнал практически отсутствует на реальных данных). При увеличении величины используемых выносов растет погрешность оценки величины поглощения по методу спектральных отношений вследствие замены в формуле (6) времени пробега волны по наклонному лучу на время пробега волны по нормали к границе.

Азимутальная зависимость поглощения

Метод QVOA-инверсии предназначен для определения направления трещиноватости поглощающего слоя по азимутальной вариации обратной добротности [Чичина и др., 2006]. Приближенная формула для описания вариаций $Q^{-1}(\theta, \varphi)$ выглядит следующим образом:

$$Q^{-\frac{1}{2}}(\theta, \varphi) = A_0 + B(\varphi - \varphi_0) \sin^2 \theta, \quad (7)$$

где A_0 – интерсепт, $B(\varphi - \varphi_0)$ – градиент, φ – азимут линии источник–приемник, φ_0 – угол между осью симметрии и осью ОХ, θ – угол падения на подошву поглощающего слоя. Формула (7) является аналогичной формуле Рюгера для коэффициента отражения, используемого в AVOA-анализе.

При использовании модели линейного проскальзывания [Bakulin et al., 2000] коэффициенты в формуле (7) могут быть связаны с мнимой частью нормальной ослабленности Δ_N^I следующим образом:

$$A_0 = (\Delta_N^I)^{1/2} (1 - 2g), \quad (8)$$

$$B(\varphi - \varphi_0) = (\Delta_N^I)^{\frac{1}{2}} 2g \cos^2(\varphi - \varphi_0) = 0.5(B^+ \cos 2(\varphi - \varphi_0) + B^-), \quad (9)$$

$$B^+ \equiv B(0) = (\Delta_N^I)^{1/2} 2g, \quad (10)$$

где $g \equiv (V_s/V_p)^2$, B^\pm – максимальный градиент (градиент в плоскости оси симметрии).

В физическом смысле интерсепт A_0 – это величина поглощения при нормальном падении на целевой слой, а приведенный максимальный градиент $\bar{B}(\varphi - \varphi_0) = B(\varphi - \varphi_0)/A_0$ – это относительная разность между поглощением на оси симметрии и в плоскости изотропии, другими словами, обозначает величину анизотропии поглощения.

Таким образом, зная оценку поглощения Q^{-1} , угол падения θ и азимут φ можно с помощью средств оптимизации найти интерсепт A_0 , максимальный градиент B^\perp и угол оси симметрии с осью $OX - \varphi_0$. Для этого необходимо провести минимизацию функционала:

$$F(A_0, B^\perp, \varphi_0) = \sum_i^n (Q_i^{-\frac{1}{2}} - (A_0 + B(\varphi_i - \varphi_0)\sin^2\theta_i))^2 \rightarrow \min, \quad (11)$$

где n – число всех секторов по азимутам φ и углам падения θ , в которых есть данные о поглощении Q^{-1} .

В результате оценки направления оси φ_0 могут быть использованы для анализа направления трещиноватости на исследуемой площади, максимального градиента B^\perp – для анализа степени анизотропии, а также возможно оценить осредненное значение поглощения для любых значений углов падения и азимутальных направлений по формуле (7). Последнее необходимо для компенсации потерь, связанных с поглощением в трещиноватой среде вышележащего слоя, в методике AVAZ-инверсии.

В ИНГГ СО РАН разработан оптимизационный алгоритм, осуществляющий подбор значений параметров азимутально-анизотропного (НТИ) поглощающего слоя (B^\perp, φ_0) путем достижения глобального минимума невязки между наблюдаемыми и теоретическими значениями поглощения в соответствии с уравнением (11).

АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМИКИ

Объект исследования

Апробация подхода, предложенного в [Чичина и др., 2006], проводилась на сейсмических данных МОГТ 3D для одного из месторождений Паннонского бассейна. Исследуемое месторождение расположено на территории Республики Сербия, в тектоническом плане находится на границе плиты Тисия и Вардарской тектонической зоны. Приурочено к локальному поднятию, представляющему «цветковую структуру», образовавшуюся в зоне сдвига субширотного направления. Нефть содержится в трещинах и кавернах. Основной продуктивный горизонт приурочен к метаморфическим породам донеогенового основания (палеозойский комплекс Pz), представленного преимущественно кристаллическими сланцами в различной степени трещиноватыми. Выше палеозоя залегают осадочные породы неогена Ng.

В результате обработки и интерпретации полевых данных, полученных на данном месторождении, с применением методики AVAZ-инверсии [Olneva et al., 2019; Дугаров и др., 2021] была доказана анизотропность палеозойских отложений и построены карты направлений упорядоченной трещиноватости.

Относительно пород неогена известно региональное примерно северо-западное направление трещин $120\text{--}130^\circ$ от севера, установленное по петрофизическим данным скважинных микросканеров. Анизотропия неогеновых отложений подтверждается также сейсмическими данными: на полноазимутальных мигрированных рефлексивных сейсмограммах отражения от горизонта Pz, наблюдается квазисинусоидальная зависимость времен пробега от азимутальных направлений (рис. 1). Данная зависимость свидетельствует о наличии азимутальной анизотропии выше палеозоя Pz.

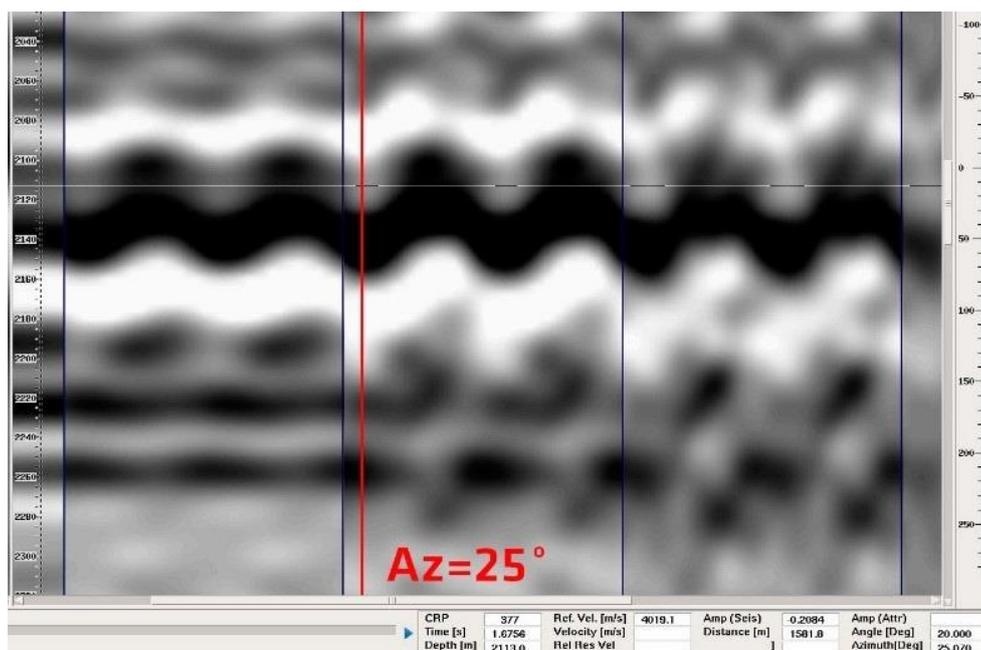


Рис. 1. Пример полноазимутальных мигрированных рефлексивных сейсмограмм отражения от Pz, полученных в системе ES360. Азимут 25° соответствует направлению оси симметрии в Ng

Для последующего корректного проведения AVAZ-инверсии отраженных волн от границы Pz необходимо провести учет анизотропии вышележащей толщи. Поэтому объектом исследований в данной работе выступает слой между горизонтом N1 на глубине ~ 1700 м (верхняя граница) и горизонтом Pz на глубине ~ 2000 – 2200 м (нижняя граница) (рис. 2). Данные отражений от этих двух горизонтов были использованы для проведения QVOA-инверсии.

На рисунке 2 представлена толсто-слоистая глубинно-скоростная модель среды с однородными слоями и криволинейными границами, которая была использована для лучевого трассирования с помощью модуля “bending”. Об этом подробнее будет сказано далее.

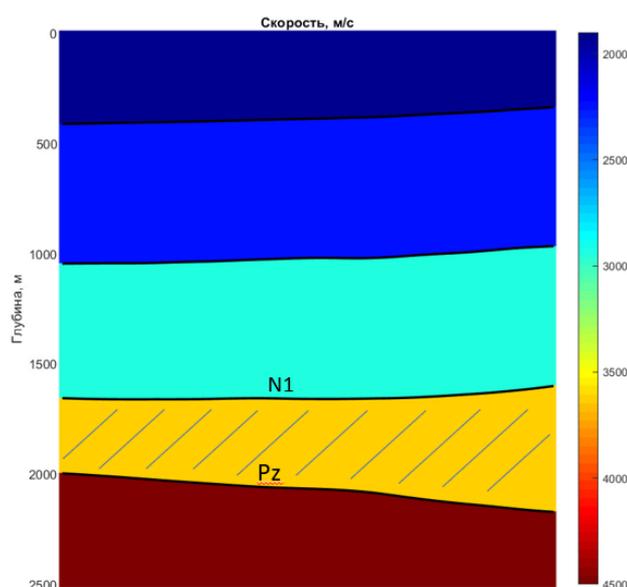


Рис. 2. Толсто-слоистая глубинно-скоростная модель среды с однородными слоями и криволинейными границами. Исследуемый слой между горизонтами N1 (глубина ~ 1700 м) и Pz (глубина ~ 2000 – 2200 м) выделен штриховкой

Подготовка данных

Первоначальная обработка и интерпретация полевых данных полно-азимутальной 3D сейсмической съемки на исследуемом месторождении в Паннонском бассейне была выполнена с использованием зарубежного пакета обработки ES360 [Olneva et al., 2019; Дугаров и др., 2021]. Входной информацией для AVAZ-инверсии служили мигрированные глубинные рефлекссионные сейсмограммы. Известно, что большинство стандартных процедур глубинной миграции искажает динамику волн. Глубинная миграция с сохранением амплитуд позволяет решать некоторые динамические задачи, в частности, проводить AVO-анализ и AVAZ-инверсию. Однако в процессе глубинной миграции сильно искажается частотный состав отраженных волн: с увеличением глубины увеличивается период сейсмических записей, что связано с ростом скоростей. Это явление делает некорректным изучение частотно-зависимого поглощения и проведение QVOA-инверсии по сейсмограммам после глубинной миграции. В связи с этим необходимо было разработать отечественное мат. обеспечение для формирования сейсмограмм ОТО (общей точки отражения) с сохраненной волновой динамикой.

В ИНГГ СО РАН был создан комплекс программно-алгоритмических разработок для реализации специальных процедур обработки сейсмических данных, которые в дальнейшем применялись нами при исследовании анизотропии поглощения [Горевячев и др., 2021а, б]. Такими процедурами являются:

1. Лучевое трассирование. Оно применяется для перехода от сейсмограмм ОСТ (общая средняя точка до суммирования) к сейсмограммам ОТО. Решается двухточечная кинематическая обратная задача, строится изгибающаяся (bending) траектория луча, вдоль которой время пробега из источника в приемник минимально. В результате решения задачи оптимизации определяются координаты точек отражения/преломления для каждой трассы источник–приемник [Оболенцева, Гречка, 1989]. При этом сохраняются данные об угле падения и азимуте луча в точке отражения, длине луча и времени пробега волны по нему. Лучевое трассирование используется также для ввода временной поправки за пробег вдоль наклонных лучей в методе спектральных отношений.

2. Пересортировка трасс для формирования сейсмограмм ОТО по общей координате точек отражения. В отличие от глубинной миграции в нашем подходе лучевое трассирование и пересортировка трасс по ОТО делается по каждому отражающему горизонту отдельно.

3. Процедуры для повышения отношения сигнал/помеха: посекторное усреднение трасс; объединение в супербины ОТО; процедуры выделения сигнальной составляющей на фоне помех.

4. Фильтрация направлений трещиноватости, связанных с системой наблюдений.

Необходимо также проведение 5D-интерполяции с целью обеспечения равномерного распределения сейсмических трасс по площади и бинам съемки.

Для тестирования всех алгоритмов и программ, разработанных в ИНГГ СО РАН, и проведения QVOA инверсии, был выбран участок на юге месторождения размером 4 × 2 км. Первоначальное соотношение сигнал/помеха на сейсмограммах ОСТ до суммирования не превышало 1. После всех этапов обработки были получены сейсмограммы ОТО (размер бина 50 × 50 м) для отражений от горизонтов N1 и Pz (кровля и подошва поглощающего слоя соответственно) с отношением сигнал/помеха 2.5–3. На сейсмограммах, примеры которых представлены на рис. 3, четко выделяется максимальная фаза целевого сигнала, что позволило провести кросскорреляцию по всей площади и «вырезать» целевые сигналы по горизонтам N1 и Pz.

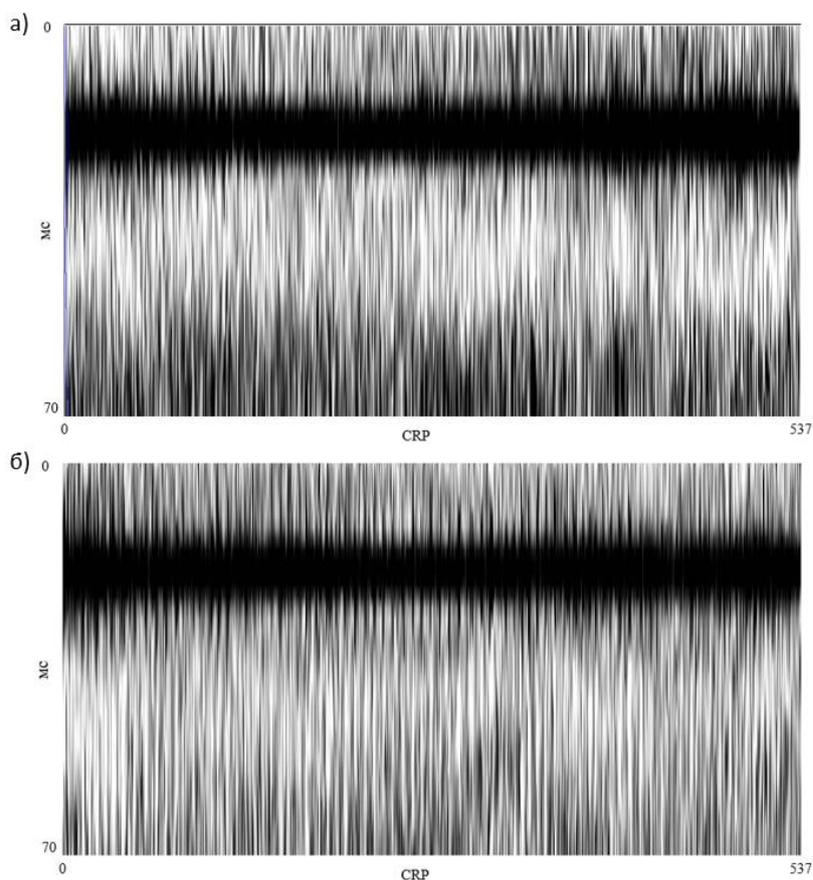


Рис. 3. Сейсмограммы после трассировки лучей от двух горизонтов. а – отражение от горизонта N1, б – отражение от горизонта Pz

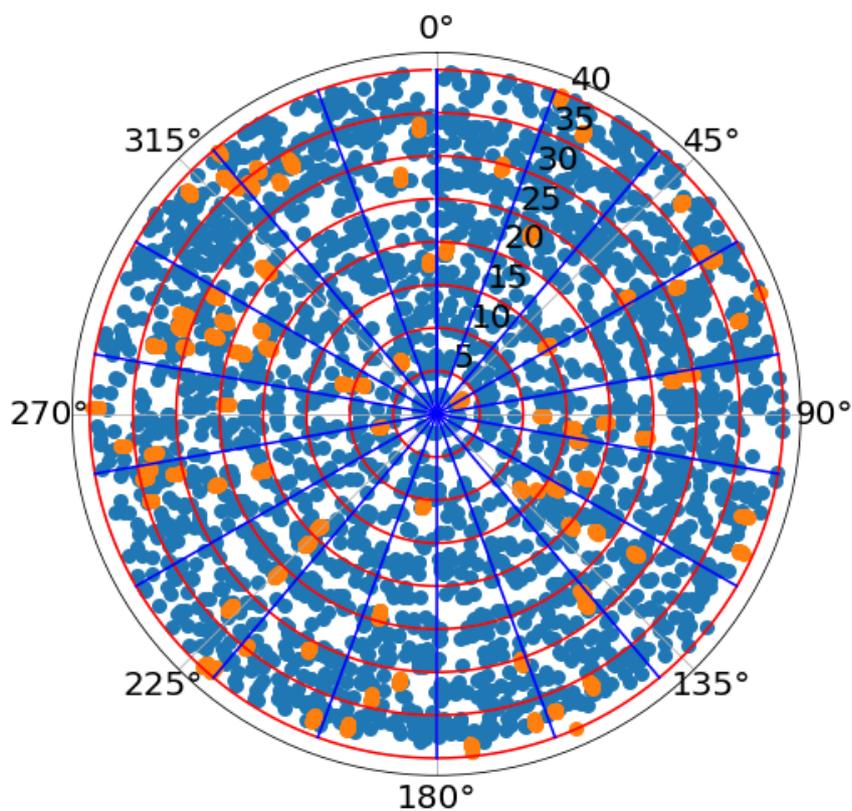


Рис. 4. Диаграмма покрытия по углам падения (от 0° до 40°) и азимутам для одного супербина ОТО, отражения от границы N1 (оранжевые маркеры, 2956 трасс) и Pz (синие маркеры, 4845 трасс). Шаг по углам падения – 5°, равные углы падения показаны красными окружностями

Для работы метода спектральных отношений необходимо наличие отражений от кровли и подошвы поглощающего слоя для одинаковых значений удалений и азимутальных направлений источник–приемник. Поэтому для дальнейшего анализа вариаций поглощения для всех данных было проведено посекторное осреднение по интервалам углов падения и азимутов. Размер секторов по азимутам составляет 20° , а по углам падения – 5° . Для более плотного покрытия по углам падения и азимутам был проведен переход к супербинам размером 150×150 м. Это также позволило существенно повысить соотношение сигнал/помеха и получать более устойчивые результаты. Иллюстрация распределения по углам падения и азимутам осредненных трасс, относящихся к одному супербину, дана на рис. 4.

Для дальнейшего анализа были отобраны трассы, которым соответствуют углы падения в интервале от 10° до 40° . На меньших углах падения целевой сигнал практически отсутствует.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ АЗИМУТАЛЬНЫХ ВАРИАЦИЙ ПОГЛОЩЕНИЯ

После посекторного усреднения из трасс вырезается один период для последующих расчетов амплитудных спектров и оценки обратной величины добротности методом спектральных отношений. Для отражения от горизонта N1 один период составляет порядка 58 мс, для горизонта Pz – 66 мс. В качестве сглаживающего окна используется окно Блэкмана. Дискретность сейсмических трасс составляет 2 мс.

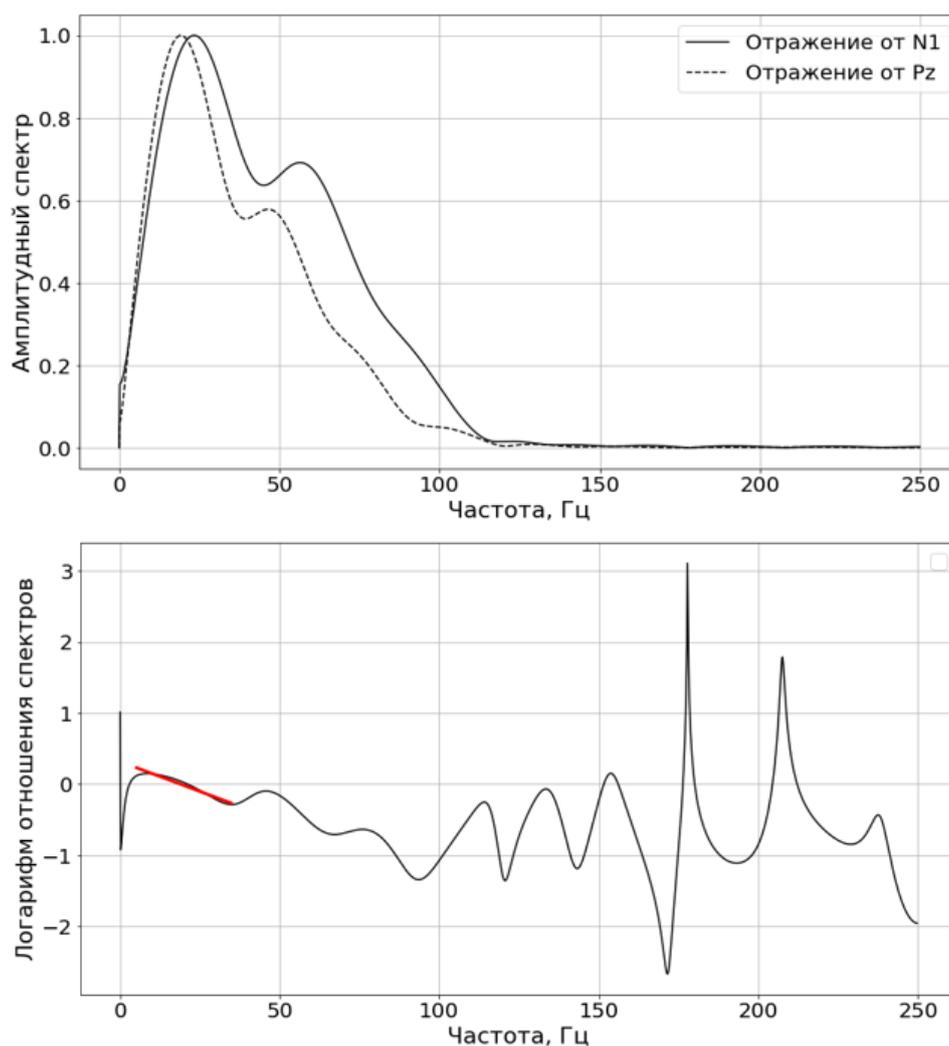


Рис. 5. Амплитудные спектры (вверху) и логарифм отношения спектров (черный цвет), а также его линейная аппроксимация (красный цвет) (внизу) для супербина 385

Для оценки обратной величины добротности оценивается угол наклона линейной аппроксимации логарифма отношения амплитудных спектров. При этом необходимо выбрать частотный диапазон, в котором будет содержаться целевой сигнал без интерференции. На рисунке 5 (вверху) приведены нормализованные амплитудные спектры для двух вырезанных сигналов отражений от горизонтов N1 и Pz; (внизу) показан логарифм их отношения. На верхнем фрагменте виден сдвиг амплитудных спектров отражения от Pz в низкочастотную область. Также можно заметить, что с 35 Гц энергия интерферирующего сигнала начинает преобладать над энергией целевого сигнала. Максимальная энергия целевого сигнала сосредоточена в интервале от 6 до 35 Гц. Данный интервал применим к большей части данных по исследуемому участку площади, поэтому в дальнейшем все оценки величин обратной добротности были проведены в этом диапазоне.

Полученные оценки обратной величины добротности для супербина 385 приведены на рис. 6 (сверху). В результате оптимизации по формуле (11) было получено направление оси симметрии вдоль азимута в 79° , соответственно, направление трещиноватости – вдоль азимута в 169° . На рисунке 6 (снизу) показана зависимость градиента от азимута. Азимутальное направление максимального градиента 79° , соответствует направлению оси симметрии.

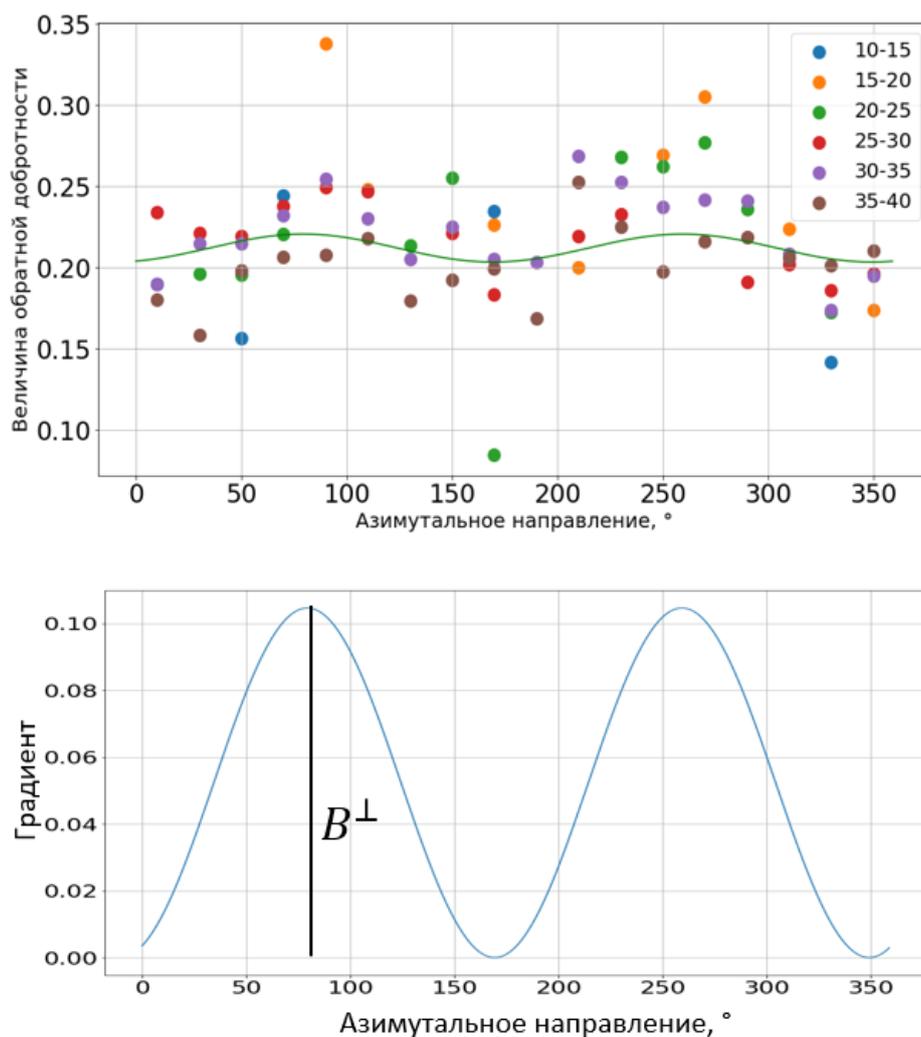


Рис. 6. Результаты QVOA-инверсии для супербина 385. Вверху – оценка величины обратной добротности и результат оптимизации для угла падения в 25° (зеленая синусоида). Разные цвета маркеров соответствуют разным углам падения. Внизу – зависимость градиента от азимута, азимутальное направление максимального градиента 79°

Указанная процедура оценки азимутальных вариаций обратной величины добротности была проведена для всех супербинов исследуемого участка.

Направления трещиноватости

Проведенная QVOA-инверсия позволила получить оценку направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое выше горизонта Pz на исследуемом участке месторождения. Для верификации результатов QVOA-инверсии по оценке направления трещиноватости также была проведена AVAZ-инверсия по амплитудам отражения от горизонта N1. Использовался первый этап оптимизационного алгоритма AVAZ-инверсии, реализующий метод Рюгера [Лыхин, Нефедкина, 2017].

Результаты, полученные двумя независимыми методами, представлены в виде векторной карты, показанной на рис. 7. Направление штрихов обозначает направление трещиноватости, длина штрихов – степень анизотропии поглощения для QVOA-инверсии (синие штрихи) и параметр B_{ani} для AVAZ-инверсии (белые штрихи). На карте отфильтрованы направления трещин, которые могут быть связаны с системой наблюдений. Для этого была разработана и применена процедура отбраковки отдельных направлений вдоль азимутов 0° и 90° в диапазоне $\pm 5^\circ$. Фильтрация была проведена по результатам QVOA- и AVAZ-инверсий.

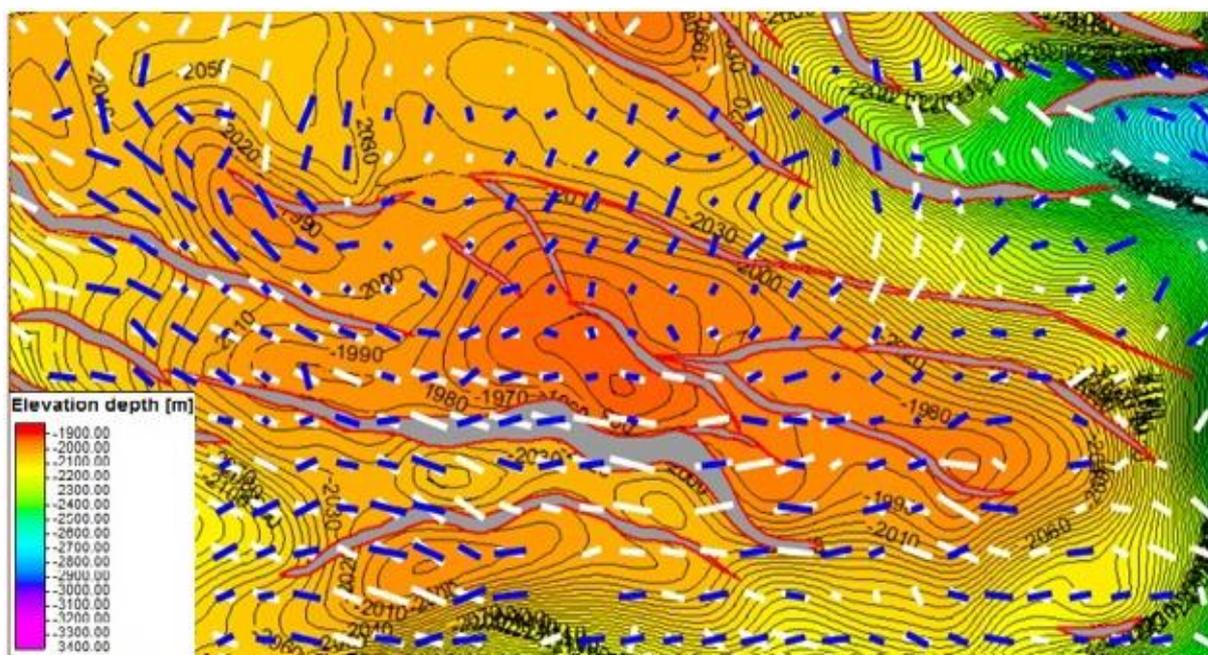


Рис. 7. Направления трещиноватости в Ng, нанесенные на карту глубин Pz. Направления, связанные с системой наблюдений, отфильтрованы. Синие штрихи – результаты QVOA-инверсии, белые штрихи – AVAZ-инверсии

На карте видна хорошая корреляция направлений трещиноватости, определенных по двум методам, за исключением юго-западного участка. Над поднятием палеозоя, расположенным в центре карты (см. рис. 7), мощность покрывающего его слоя миоцена уменьшается. Степень анизотропии здесь также снижается. Это связано с тем, что трещиноватость на куполе становится более хаотичной. На северо-западе видна хорошая согласованность направлений трещиноватости и сильная азимутальная анизотропия поглощения. Здесь ориентация трещин близка к региональному северо-западному направлению. В целом, хорошее совпадение направлений трещин по данным двух методов может служить верификацией метода QVOA.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа посвящена изучению поглощения продольных волн в анизотропной трещиноватой среде, покрывающей целевой объект, по данным 3D сейсмоки. С этой целью в ИНГГ СО РАН был разработан программный модуль, реализующий метод QVOA-инверсии. Модуль позволяет определить ориентацию трещин в слое по азимутальным вариациям поглощения энергии волны в этом слое. В качестве величины поглощения рассматривается обратная величина добротности.

Разработанный модуль QVOA-инверсии был опробован на данных 3D МОГТ одного из месторождений Паннонского бассейна (Республика Сербия). Был проведен азимутальный анализ поглощения в слое пород неогена, перекрывающих породы палеозойского фундамента, являющиеся целевым объектом нефтяной разведки. В результате были получены распределения направления трещиноватости и степени анизотропии поглощения в слое между отражающими горизонтами N1 и Pz.

Для оценки величины поглощения по реальным сейсмограммам был выбран метод спектральных отношений. Предварительно была проведена специальная подготовка данных, позволившая сформировать сейсмограммы общей точки отражения ОТО и значительно поднять отношение сигнал/помеха. Все алгоритмы и программы для этого были разработаны в ИНГГ СО РАН. К исходным сейсмограммам была применена также 5D интерполяция.

Для верификации результатов оценки направления трещиноватости методом QVOA-инверсии была проведена AVAZ-инверсия по данным отражения от горизонта N1. В результате было показано их общее соответствие, что подтверждает корректность результатов QVOA-инверсии.

В дальнейшем планируется разработать алгоритм компенсации влияния анизотропии поглощения в слое, расположенном выше целевого. Это необходимо для получения более достоверных оценок эффективных параметров трещиноватых коллекторов при наличии анизотропии вышележащих слоев.

Авторы благодарны компании «Нафtagас» за предоставленные сейсмические материалы.

Работа выполнена в рамках Государственного задания FWZZ-2022-0017.

ЛИТЕРАТУРА

- Авербух А.Г.** Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
- Горевячев Н.А., Матвеев А.С., Митрофанов Г.М., Кушнарв Р.С. Богатырев И.Ю.** Адаптивный подход к оценке сигнальной составляющей по азимутально-угловым сейсмограммам для задач динамического анализа // Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике: Научно-техническая конференция (г. Уфа, 5–8 октября 2021 г.): Сборник тезисов. – Уфа, 2021а. – С. 68.
- Горевячев Н.А., Матвеев А.С., Дугаров Г.А., Нефедкина Т.В., Богатырев И.Ю., Дучков А.А., Митрофанов Г.М.** Применение современных математических методов для детального изучения целевых объектов среды // Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли. Вторая региональная конференция EAGE в России и странах СНГ (Новосибирск, 4–6 августа 2021 г.): Сборник тезисов. – Новосибирск, 2021б. – С. 27.
- Дугаров Г.А., Бекренев Р.К., Нефедкина Т.В.** Изучение влияния параметров анизотропии на коэффициенты отражения от границы двух азимутально-анизотропных сред // Геофизические технологии. – 2020. – № 2. – С. 18–29, doi: 10.18303/2619-1563-2020-2-18.
- Дугаров Г.А., Нефедкина Т.В., Богатырев И.Ю., Горевячев Н.А., Митрофанов Г.М., Ольнева Т.В.** Опробование алгоритма AVAZ-инверсии, основанного на точных формулах, при обработке данных

широкоазимутальной сейсмической съемки // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – № 6 (2). – С. 12–19, doi: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19.

Лыхин П.А., Нефедкина Т.В. Потенциал нелинейной AVOA-инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 59–68.

Нефедкина Т.В., Лыхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд PP-отражений в анизотропных средах // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 21–32, doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-21-32.

Нефедкина Т.В., Бекренёв Р.К., Дугаров Г.А., Екименко А.В. AVAZ-инверсия как перспективный инструмент динамической интерпретации сейсмических данных // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 20–25, doi: 10.24887/0028-2448-2022-12-20-25.

Оболенцева И.Р., Гречка В.Ю. Лучевой метод в анизотропной среде (алгоритмы, программы) – Новосибирск: ИГиГ, 1989. – 225 с.

Рапопорт М.Б. Корреляционная методика прямых поисков залежей нефти и газа по сейсмическим данным // Разведочная геофизика. – М.: Недра, 1977. – Вып. 77. – С. 41–47.

Сейсморазведка. Справочник геофизика / Под ред. И.И. Гурвича, В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1981. – 484 с.

Чичинина Т.И., Сабинин В.И., Ронкийо-Харийо Х., Оболенцева И.Р. Метод QVOA для поиска трещиноватых коллекторов // Геология и геофизика. – 2006. – № 47 (2). – С. 259–277.

Aki K., Richards P.G. Quantitative Seismology. 2nd ed. – University Science Books, Sausalito, 2002. – 704 p.

Babbel G. Untersuchungen zur Bestimmung der Dämpfung seismischer Wellen aus Reflexionsseismogrammen. PhD Thesis. – University of Clausthal, 1984.

Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (6). – P. 1788–1802, doi: 10.1190/1.1444863.

Bath M. Spectral Analysis in Geophysics. – Amsterdam: Elsevier, 1974. – 580 p.

Carcione J.M. A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (4). – P. 1080–1092, doi: 10.1190/1.1444801.

Carcione J.M., Picotti S. P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // Geophysics. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.

Chichinina T., Romero Salcedo M., Valle Garcia R. Method and parallel processing system to estimate fracture orientation using variation of seismic attenuation. PATENT No. 391961 has been issued by the Mexican Institute of Industrial Property (IMPI). Issue date: April 21, 2022 – Patent Owner: Instituto Mexicano del Petroleo, 2023.

Clark R.A., Carter A.J., Nevill P.C., Benson P.M. Attenuation measurements from surface seismic data: azimuthal variation and time-lapse case studies // 63rd Conference and Technical Exhibition. – EAGE, 2001. – P. L28, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.15.L-28.

Deng W., Morozov I.B. Solid viscosity of fluid-saturated porous rock with squirt flows at seismic frequencies // Geophysics. – 2016. – Vol. 81 (4). – P. D381–D390, doi: 10.1190/geo2015-0406.1.

Gurevich B., Brajanovski M., Galvin R.J., Muller T.M., Toms-Stewart J. P-wave dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach // Geophysical Prospecting. – 2009. – Vol. 57 (2). – P. 225–237, doi: 10.1111/j.1365-2478.2009.00785.x.

Hamilton E.L. Compressional-wave attenuation in marine sediments // Geophysics. – 1972. – Vol. 37 (4). – P. 620–646, doi: 10.1190/1.1440287.

- Horne S., MacBeth C.** AVA observations in walk around VSPs // 67th Annual International Meeting (Dallas, November 2–7, 1997). – SEG, Dallas, Texas, 1997. – P. 290–293.
- Hudson J.A.** Overall properties of a cracked solid // Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society. – 1980. – Vol. 88 (2). – P. 371–384, doi: 10.1017/S0305004100057674.
- Jackson D.D., Anderson D.L.** Physical mechanisms of seismic wave attenuation // Reviews of Geophysics. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.
- Knopoff L. Q** // Reviews of Geophysics. – 1964. – Vol. 2 (4). – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.
- Luo M., Evans B.J.** 3D fracture assessment using AVAz and a layer-stripping approach // Exploration Geophysics. – 2003. – Vol. 34. – P. 1–6, doi: 10.1071/EG03001.
- Luo M., Arihara N., Wang S., Di B., Wei J.** Abnormal transmission attenuation and its impact on seismic-fracture prediction – A physical modeling study // Geophysics. – 2006. – Vol. 71 (1). – P. D15–D22, doi: 10.1190/1.2159048.
- Lynn H., Beckham W.** P-wave azimuthal variations in attenuation, amplitude and velocity in 3D field data: Implications for mapping horizontal permeability anisotropy // 68th Annual International Meeting. SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 1998. – P. 193–196, doi: 10.1190/1.1820318.
- MacBeth C.** Azimuthal variation in *P*-wave signatures due to fluid flow // Geophysics. – 1999. – Vol. 64 (4). – P. 1181–1191, doi: 10.1190/1.1444625.
- Maultzsch S., Horne S., Archer S., Burkhardt H.** Effects of an anisotropic overburden on azimuthal amplitude analysis in horizontal transverse isotropic media // Geophysical Prospecting. – 2003. – Vol. 51 (1). – P. 61–74, doi: 10.1046/j.1365-2478.2003.00354.x.
- Mitrofanov G.M., Priimenko V.I.** Structural decomposition of the wave field in the solution of inverse seismic problems // Revista Brasileira de Geofisica. – 2010. – Vol. 28 (4). – P. 657–671, doi: 10.1590/S0102-261X2010000400010.
- Oliveva T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z.** Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the Pre-Neogene base of the Pannonian Basin // First Break. – 2019. – Vol. 37 (10). – P. 91–97, doi: 10.3997/1365-2397.2019030.
- Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Society of Exploration Geophysics, 2001. – 185 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H.** Seismic Wave Attenuation. – Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 1981. – 459 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // Geophysics. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.

REFERENCES

- Aki K., Richards P.G.** Quantitative Seismology. 2nd ed. – University Science Books, Sausalito, 2002. – 704 p.
- Averbukh A.G.** Study of the Composition and Properties of Rocks during Seismic Exploration. – Nedra, Moscow, 1982. – 232 p.
- Babbel G.** Untersuchungen zur Bestimmung der Dämpfung seismischer Wellen aus Reflexionsseismogrammen. PhD Thesis. – University of Clausthal, 1984.
- Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I.** Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // Geophysics. – 2000. – Vol. 65 (6). – P. 1788–1802, doi: 10.1190/1.1444863.
- Bath M.** Spectral Analysis in Geophysics. – Amsterdam: Elsevier, 1974. – 580 p.

- Carcione J.M.** A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks // *Geophysics*. – 2000. – Vol. 65. – P. 1080–1092, doi: 10.1190/1.1444801.
- Carcione J.M., Picotti S.** P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.
- Chichinina T., Romero Salcedo M., Valle Garcia R.** Method and parallel processing system to estimate fracture orientation using variation of seismic attenuation. PATENT No. 391961 has been issued by the Mexican Institute of Industrial Property (IMPI). Issue date: April 21, 2022 – Patent Owner: Instituto Mexicano del Petroleo, 2023.
- Chichinina T.I., Sabinin V.I., Ronquiyo-Hariyo H., Obolentseva I.R.** The QVOA method for fractured reservoirs characterization // *Russian Geology and Geophysics*. – 2006. – Vol. 47 (2). – P. 265–283.
- Clark R.A., Carter A.J., Nevill P.C., Benson P.M.** Attenuation measurements from surface seismic data: azimuthal variation and time-lapse case studies // 63rd Conference and Technical Exhibition. – EAGE, 2001. – P. L28, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.15.L-28.
- Deng W., Morozov I.B.** Solid viscosity of fluid-saturated porous rock with squirt flows at seismic frequencies // *Geophysics*. – 2016. – Vol. 81 (4). – P. D381–D390, doi: 10.1190/geo2015-0406.1.
- Dugarov G.A., Bekrenev R. K., Nefedkina T.V.** Studying the influence of anisotropy parameters on the reflection factors from the boundary of two azimuthal anisotropic media // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. – 2020. – Vol. 2. – P. 18–29, doi: 10.18303/2619-1563-2020-2-18.
- Dugarov G.A., Nefedkina T.V., Bogatyrev I.Yu, Goreiavchev N.A., Mitrofanov G.M., Olneva T.V.** Application of AVAZ inversion algorithm based on exact formulas to a wide azimuth seismic survey data // *PROneft. Professionally about Oil*. – 2021. – Vol. 6 (2). – P. 12–19, doi: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19.
- Goreyavchev N.A., Matveev A.S., Mitrofanov G.M., Kushnarev R.S., Bogatyrev I.Yu.** An adaptive approach to estimating the signal component from azimuth-angle seismograms for dynamic analysis problems // *Digital Technologies in Hydrocarbon Production: from Models to Practice. Proceedings of the Scientific and Technical Conference (Ufa, October 5–8, 2021)*. – BashNIPINeft, Ufa, 2021a. – P. 68.
- Goreyavchev N.A., Matveev A.S., Dugarov G.A., Nefedkina T.V., Bogatyrev I.Yu., Duchkov A.A., Mitrofanov G.M.** Application of modern mathematical methods for a detailed study of target objects of medium // *Data Mining in the Oil and Gas Industry. Proceedings of the Second EAGE Regional Conference in Russia and the CIS. (Novosibirsk, August 4–6, 2021)*. – Novosibirsk, 2021b. – Article 27.
- Gurevich B., Brajanovski M., Galvin R.J., Muller T.M., Toms-Stewart J.** P-wave dispersion and attenuation in fractured and porous reservoirs – poroelasticity approach // *Geophysical Prospecting*. – 2009. – Vol. 57 (2). – P. 225–237, doi: 10.1111/j.1365-2478.2009.00785.x.
- Hamilton E.L.** Compressional-wave attenuation in marine sediments // *Geophysics*. – 1972. – Vol. 37 (4). – P. 620–646, doi: 10.1190/1.1440287.
- Horne S., MacBeth C.** AVA observations in walk around VSPs // 67th Annual International Meeting (Dallas, November 2–7, 1997). – SEG, Dallas, Texas, 1997. – P. 290–293.
- Hudson J.A.** Overall properties of a cracked solid // *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. – 1980. – Vol. 88 (2). – P. 371–384, doi: 10.1017/S0305004100057674.
- Jackson D.D., Anderson D.L.** Physical mechanisms of seismic wave attenuation // *Reviews of Geophysics*. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.
- Knopoff L.** Q // *Reviews of Geophysics*. – 1964. – Vol. 2 (4). – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.
- Luo M., Evans B.J.** 3D fracture assessment using AVAZ and a layer-stripping approach // *Exploration Geophysics*. – 2003. – Vol. 34. – P. 1–6, doi: 10.1071/EG03001.

- Luo M., Arihara N., Wang S., Di B., Wei J.** Abnormal transmission attenuation and its impact on seismic-fracture prediction – A physical modeling study // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (1). – P. D15–D22, doi: 10.1190/1.2159048.
- Lykhin P.A., Nefedkina T.V.** The potential of non-linear AVOA-inversion of *PP*-reflections for exploring fractured carbonate reservoirs // *Seismic Technologies*. – 2017. – Vol. 2. – P. 59–68.
- Lynn H., Beckham W.** P-wave azimuthal variations in attenuation, amplitude and velocity in 3D field data: Implications for mapping horizontal permeability anisotropy // 68th Annual International Meeting. SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 1998. – P. 193–196, doi: 10.1190/1.1820318.
- MacBeth C.** Azimuthal variation in *P*-wave signatures due to fluid flow // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64 (4). – P. 1181–1191, doi: 10.1190/1.1444625.
- Maultzsch S., Horne S., Archer S., Burkhardt H.** Effects of an anisotropic overburden on azimuthal amplitude analysis in horizontal transverse isotropic media // *Geophysical Prospecting*. – 2003. – Vol. 51 (1). – P. 61–74, doi: 10.1046/j.1365-2478.2003.00354.x.
- Mitrofanov G.M., Priimenko V.I.** (2010). Structural decomposition of the wave field in the solution of inverse seismic problems // *Revista Brasileira de Geofisica*. – 2010. – Vol. 28 (4). – P. 657–671, doi: 10.1590/S0102-261X2010000400010.
- Nefedkina T.V., Bekrenev R. K., Dugarov G. A., Ekimenko A.V.** AVAZ inversion as a perspective tool for dynamic interpretation of seismic data // *Oil Industry*. – 2022. – Vol. 12. – P. 20–25, doi: 10.24887/0028-2448-2022-12-20-25.
- Nefedkina T.V., Lykhin P.A.** Applicability of the linearized approximation of the *P*-wave reflection coefficients for the azimuthal *PP*-reflection amplitude analysis in anisotropic media // *Seismic Technologies*. – 2016. – Vol. 4. – P. 21–32, doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-21-32.
- Obolentseva I.R., Grechka V.Y.** Ray Method in Anisotropic Medium (Algorithms, Programs) [in Russian]. – IGG SO AN SSSR, Novosibirsk, 1989. – 225 p.
- Olnova T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z.** Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the pre-neogene base of the Pannonian Basin // *First Break*. – 2019. – Vol. 37 (10). – P. 91–97, doi: 10.3997/1365-2397.2019030.
- Rapoport M.B.** Correlation method of direct search for oil and gas deposits from seismic data // *Exploration Geophysics*. – 1977. – Vol. 77. – P. 41–47.
- Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Society of Exploration Geophysics, 2001. – 185 p.
- Seismic Exploration.** Handbook of Geophysics / Gurvich I.I., Nomokonov V.P. (Eds.). – Nedra, Moscow, 1981. – 484 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H.** Seismic Wave Attenuation. – Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 1981. – 459 p.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ВАСИЛЕНКО Никита Константинович – инженер лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, аспирант Новосибирского государственного университета. Основные научные интересы: разработка алгоритмов обработки сейсмических данных.

НЕФЕДКИНА Татьяна Викторовна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Область научных интересов: многоволновая сейсморастворка, обменные отраженные волны, AVOA-анализ и инверсия в анизотропных средах.

ДУГАРОВ Гэсэр Александрович – кандидат физико-математических наук, инженер по обработке больших данных ООО «Техкомпания Хуавэй». Область научных интересов: теория распространения сейсмических волн в анизотропных и поглощающих средах, эффективные модели.

БЕКРЕНЕВ Руслан Камильевич – инженер лаборатории динамических проблем сейсмике Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, аспирант Новосибирского государственного университета. Область научных интересов: азимутальный AVO-анализ и инверсия в анизотропных средах.

Статья поступила 13 марта 2023,

принята к печати 23 мая 2023



РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Э. Измайлова

ООО «Уфимский научно-технический центр», 450076, Уфа, ул. Аксакова, 59, Республика Башкортостан, Россия
e-mail: Izmaylova.anna21@mail.ru

В статье рассматривается метод петрофизических исследований, получивший развитие в начале XXI века. Приводятся данные, связанные с изучением Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На примере Ромашкинского месторождения показано, как использование петрофизических характеристик позволило уточнить интерпретацию геофизических исследований скважин. Сделан вывод об актуальности использования этого метода при анализе состояния запасов полезных ископаемых на месторождениях Волго-Уральской провинции.

Технология автоматического восстановления свойств, коэффициенты песчанистости, алевритистости, глинистости, кондиционные значения, история науки и техники

DEVELOPMENT OF METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY OF HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE ROMASHKINSKOE FIELD

A.E. Izmaylova

Ufa Scientific and Technical Center, Aksakov Str., 59, Ufa, 450076, Republic of Bashkortostan, Russia
e-mail: Izmaylova.anna21@mail.ru

The article discusses the method of petrophysical research, which was developed at the beginning of the XXI century. The study provides data related to the study of the Volga–Ural oil and gas province. Using the example of the Romashkinskoe field, it is shown how the use of petrophysical characteristics made it possible to clarify the interpretation of geophysical studies of wells. The conclusion is made about the relevance of using this method in analyzing the state of mineral reserves in the deposits of the Volga-Ural province.

Technology of automatic restoration of properties, coefficients of sandiness, siltiness, clayiness, conditioned values, history of science and technology

ВВЕДЕНИЕ

Проблема истощения и трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов, а также снижения их качества, в последнее время становится все более актуальной. Это связано с непосредственной исчерпаемостью нефти. Поэтому по отношению к скважинам применяются термины «убыточные», «нерентабельные». Все это требует применения новых систем разработки, которые обеспечат технологически возможное извлечение остаточных запасов нефти. Создание таких технологий – актуальная научно-техническая задача. Одно из решений возможно на основе методов петрофизических исследований, получивших развитие в настоящее время. Цель данной статьи – показать на примере одного из месторождений, как

использование петрофизических характеристик позволило уточнить интерпретацию геофизических исследований скважин и помогло обеспечить прирост объемов извлекаемых запасов нефти. Использование современных эффективных методов, инновационных технологий, развитие методов геофизических исследований позволит увеличить нефтеотдачу трудноизвлекаемых и истощенных запасов.

Поиском эффективных методов разработки занимаются многие исследователи. В девяностые годы XX века активно занимался поиском развития нефтедобывающих регионов с истощающимися углеводородными ресурсами Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (БАШНИПИнефть) в содружестве с «ТатНИПИнефть», «ПермНИПИнефть» и др. [Проблемы..., 1989].

В диссертации В.М. Тарасюка [2000] рассматриваются проблемы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства на основе применения методов нефтеотдачи.

Вопросы разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, влияние особенностей геологического строения и техногенные изменения характеристик пласта на выработку запасов нефти зависят от того, насколько выбраный метод, система размещения скважин и технология процесса учитывают реальное состояние и природный фактор остаточных запасов нефти.

В институте «ТатНИПИнефть» совместно с ООО «Геоинформационные технологии и системы» создан и апробирован новый методологический подход, который открывает широкие возможности для проектирования и реализации дифференцированных и объектно-ориентированных систем разработки, обеспечивающих увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений с неоднородным геологическим строением [Афанасьев, 2005].

В связи с необходимостью локализации остаточных запасов нефти и вовлечения их в активную разработку на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, было принято решение опробовать технологию автоматизированного восстановления свойств (ТАВС) в последней модификации с целью определения расширенных геологических данных по скважинам и выделения интервалов, прослоев с остаточной нефтью [Хусаинов, 2011].

В основе применяемых методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) лежит представление о глубокозалегающей толще как о геологическом объекте, представленном породами, свойства которых непрерывно изменяются по всем направлениям. Изучение характера этого изменения в окоскважинном пространстве вдоль ствола скважины ряда параметров, описывающих структурные, минералогические и коллекторские свойства пород и их совместный анализ по группам скважин с применением технологии трехмерного сопоставления, позволяет исследовать геологический объект (рис. 1, а). Модель естественной радиоактивности учитывает вклад в показания кривой гамма-каротажа (ГК) песчаной, алевроитовой и глинистой структурных компонент скелета породы (рис. 1, б). Модель обоснована В.С. Афанасьевым и Г.А. Шнурманом [Проблемы..., 1989].

Согласно анализу петрофизической модели ГК на рис. 1, основная составляющая фракция – алевролитовая (Кал). В соответствии со стандартом интерпретации, по данным ГИС и описанием керна, пласты-коллекторы делятся на три типа: «Песчаник» (высокопродуктивный коллектор); «Алевролит» (среднепродуктивный коллектор); «Алевролит глинистый уплотненный и песчаник низкопористый» (низкопродуктивный коллектор).

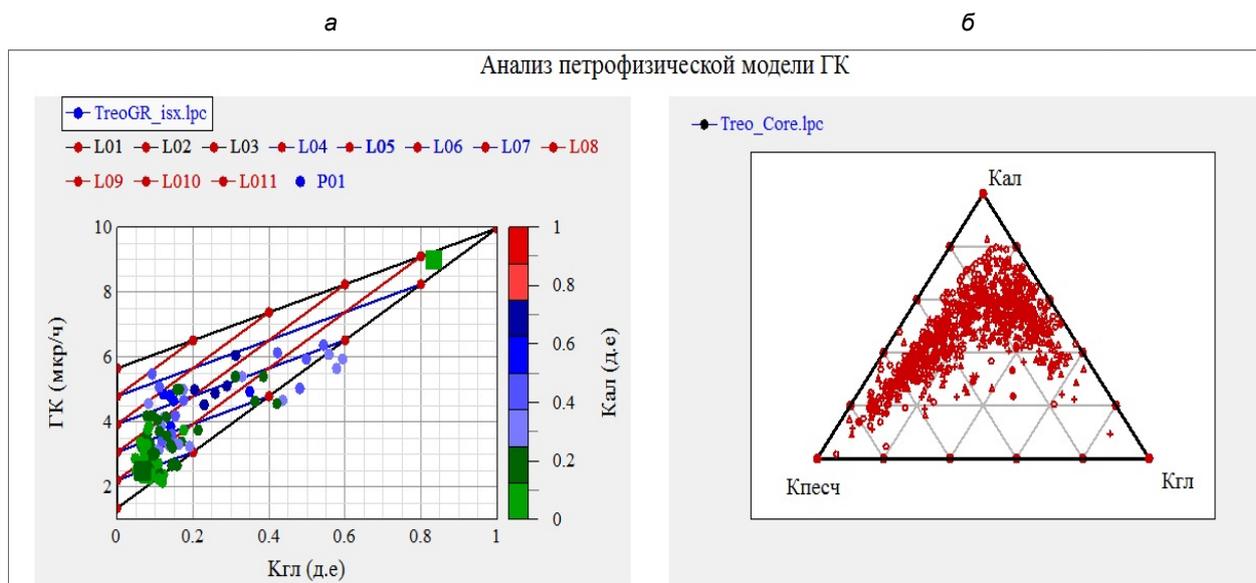


Рис. 1. Пример графиков для анализа петрофизической модели ГК (методика ТАВС)

В связи с обширной площадью залежей Ромашкинского месторождения наблюдается изменчивость фациальных условий образования пород, а также типов коллекторов в едином пласте (различная упаковка зерен и различные типы коллекторов соответственно). Продуктивная толща характеризуется сложным структурным строением. В разрезе выделяются песчаные и алевролитовые тела, имеющие протяженность и гидродинамическую связь между собой. Основным принципом изучения отложений при геологическом и гидродинамическом моделировании и поиске остаточных извлекаемых запасов является выделение в разрезе песчано-алевролитовых тел на основе исследования структурно-минералогических и флюидальных моделей, синтезируемых в процессе интерпретации данных ГИС.

На основе заданных систем уравнений и констант была создана схема флюидального насыщения поровой среды в нефтегазовом прослое коллектора (1), а также объемная и флюидальная модели (2, 3):

$$1 = K_{в.у} + K_{в.п} + K_{н(г)} + K_{но}, \quad K_{в} + K_{нг} = 1; \quad (1)$$

$$1 = K_{п} + K_{песч} + K_{ал} + K_{гл} + K_{ч}; \quad (2)$$

$$1 = K_{в.св} + K_{вп} + K_{н} + K_{но}. \quad (3)$$

В системе Gintel, служащей для интерпретации ГИС, было выполнено построение многокомпонентной модели. Основное отличие технологии ТАВС от стандартной интерпретации заключается в количестве определяемых параметров: помимо основных коэффициентов, получаемых при стандартной интерпретации ГИС, технология ТАВС позволяет определить такие параметры как коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$), коэффициент связанной воды ($K_{в.св}$), коэффициент песчаности ($K_{песч}$), коэффициент алевролитистости ($K_{ал}$, $K_{алевр}$) (табл. 1). Далее при помощи программ и алгоритмов (в основе заложены значения кривой ГК) на планшете создаются кривые и колонки с кодами в соответствии со стандартом интерпретации (рис. 3) [Афанасьев, Афанасьев, 2018].

Сопоставление двух возможностей интерпретации ГИС

№ п/п	Возможности	Технологии основанные на эмпирических зависимостях	Технологии основанные на обобщенных петрофизических моделях (ТАВС)
1.	Литологическое расчленение	Только в интервале пласта-коллектора	В интервале пласта-коллектора и во вмещающих породах терригенного разреза
2.	Определение ФЕС	Непрерывное по пласту-коллектору с шагом квантования 0.1, 0.2 м и т. д.	Непрерывное по всему разрезу с шагом квантования 0.1, 0.2 м и т. д.
3.	Определяемые параметры	Кп, Кгл, Кпр абс, Кпр абс, Кн, Кно, Кв. Доля связанной воды Кв.св не определяется	Кп, Кн, Кно, Кв, Кпр абс, Кв.св (Кв.св.э.+Кв.св.к.), Кпесч, Кал, Кгл.
4.	Определение проницаемости	$K_{пр} = f(K_{п} \text{ с учетом } K_{гл})$	$K_{пр} = f(K_{п}, K_{в.св})$

Блок-схема стандартной интерпретации ГИС эффективных толщин терригенной толщи девона и автоматических восстановлений свойств ТАВС представлена на рис. 2 и 3.

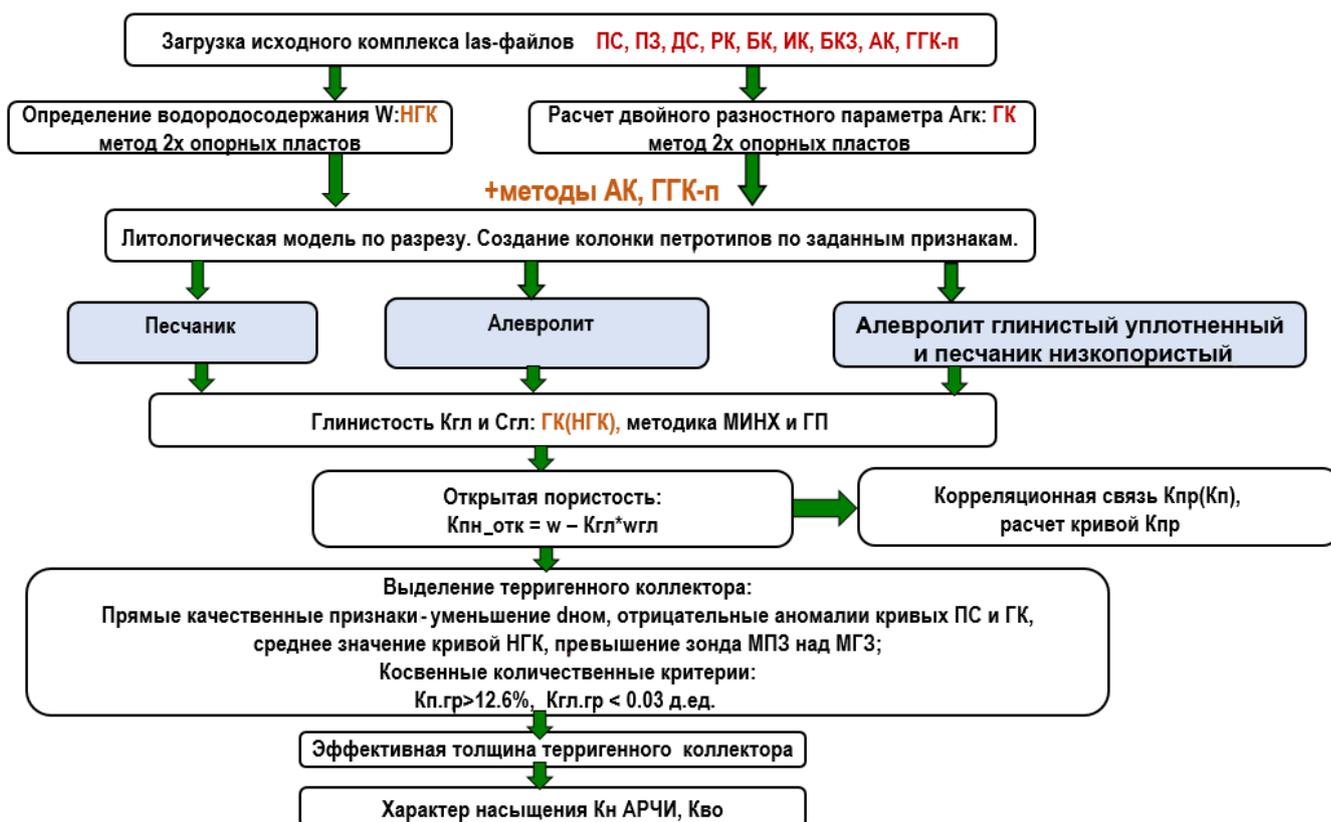


Рис. 2. Блок-схема стандартной интерпретации ГИС эффективных толщин терригенной толщи девона: $K_{пн_отк}$ – коэффициент открытой пористости, $K_{гл}$ – коэффициент глинистости, $w_{гл}$ – водородосодержание глин, $K_{п.гр}$ – граничное значение коэффициента пористости, $K_{гл.гр}$ – граничное значение коэффициента глинистости, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, K_n – коэффициент нефтенасыщенности



Рис. 3. Блок-схема интерпретации ГИС восстановлений свойств по методике ТАВС

На рисунке 4 показан планшет с интерпретацией ГИС по методике ТАВС с интерпретацией девонских отложений, сложенных переслаиванием кварцевых песчаников и алевролитов.

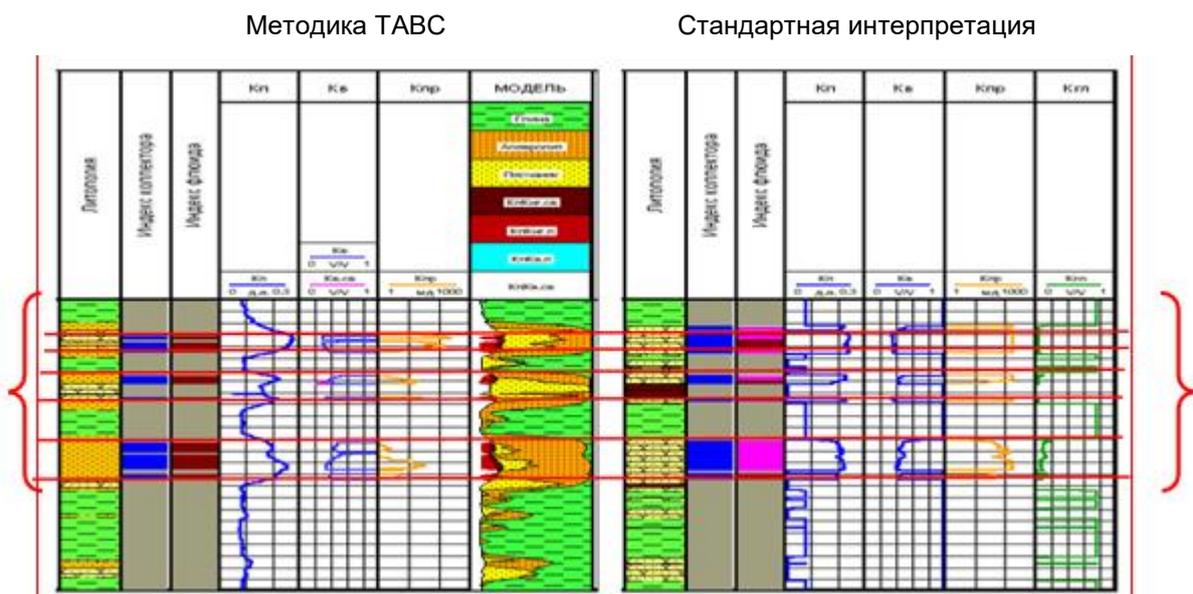


Рис. 4. Геологический разрез по скважине Павловской площади Ромашкинского месторождения

Из анализа данных, приведенных на рис. 3, видно, что результаты традиционной интерпретации данных ГИС недостаточны для построения трехмерной геологической модели отложений. Требуется оценка свойств не только пород коллекторов, но и отложений, вмещающих пласты-коллекторы. По выполненным технологиям ТАВС наблюдается уточнение эффективных толщин, разделение на типы коллекторов (песчаник, алевролит и т. д.), уточнение коэффициентов пористости K_p , проницаемости $K_{пр}$, нефтенасыщенности K_n , связанной воды $K_{св}$.

Появились новые факты притока из пластов с параметрами ниже принятых кондиционных значений, которые не объясняются классификацией, принятой для терригенного девона. По результатам интерпретации данных ГИС по методике ТАВС такие интервалы были оценены как коллекторы в породах, представленных литологическим типом – алевролитами – в разной степени песчанистыми и глинистыми. Пример сопоставления коэффициентов пористости, проницаемости и содержания связанной воды по данным ГИС и исследований керна представлен по скв. 775 Павловской площади (табл. 2). Достоверность полученных параметров оценивалась по нанесенным на кривые данным керна. Сопоставление данных керна с данными интерпретации ГИС и ТАВС представлены в табл. 2.

Таблица 2

Сопоставление коэффициентов пористости по данным ГИС и исследованиям керна по скв. 775Д Павловской площади

	Пласт	КЕРН	ТАВС
K_p, %	а	21.6	22.3
	б ₁	21.5	21.3
	б ₂	19.3	23.5
	б ₃	–	21.4
	в	22.6	21.2
	Г ₁	21.9	24.8
	Г ₂₊₃	20.8	22.9
$K_{пр}$, мкм²	а	0.983	0.841
	б ₁	0.400	0.02–0.13
	б ₂	0.110	0.03–0.12
	б ₃	–	0.011
	в	0.954	0.282
	Г ₁	1.149	1.379
	Г ₂₊₃	0.975	1.009
$K_{св}$, %	а	9.1	9.8
	б ₁	15.3	22
	б ₂	29.9	24.5
	б ₃	–	36.8
	в	5.8	20.5
	Г ₁	4.23	9
	Г ₂₊₃	11.2	9.8

Например, по результатам пересчета геологических запасов по Павловской площади с использованием геологической модели, созданной на основе переинтерпретации, было определено увеличение балансовых запасов нефти на 7.09 %. Выявлено изменение структуры запасов в сторону увеличения с 61.1 до 65.1 % в нижней пачке пластов (в, Г₁, Г₂₊₃, д) горизонта Д₁ и снижение доли запасов с

38.9 до 34.6 % по верхним пластам (а, б₁, б₂, б₃). В целом причинами изменения интерпретации эффективных толщин горизонта Д₁ Павловской площади Ромашкинского месторождения явились:

1) уточнение емкостных параметров и начальной насыщенности коллектора горизонта Д₁ в результате детализации геологической модели после переинтерпретации геофизического материала по методике ТАВС;

2) выявление пропущенных при первичной интерпретации нефтенасыщенных интервалов и пропластков малой толщины (менее 1 м);

3) уточнение положения водонефтяного контакта;

4) расширение кондиционных значений пористости до 11 % (было 12.6 %), коэффициента проницаемости до 0.001 мкм² (было 0.03 мкм²).

Важно оценить применимость методики ТАВС на примере Ромашкинского месторождения.

Скважина 10994 – одна из старейших скважин Ромашкинского месторождения. По первичной интерпретации данных ГИС в верхней части пласта «б» коллекторская часть отсутствовала. После проведения исследований ТАВС в пласте был выделен коллекторский прослой, в который в последствии был введен горизонтальный ствол. После освоения пласта был получен приток безводной нефти. Сква. 10994г стала первой скважиной, пробуренной по результатам ТАВС (рис. 6).

Скважина 4828 – одна из скважин Павловской площади Ромашкинского месторождения. Скважина 19616 пробурена на депрессии на пласт «а». Оставлен открытый ствол. Скважину освоили под закачку. В результате увеличения пластового давления до 178 атм в скважине 4828 из пласта «а» получили фонтанный приток нефти (5 группа коллектора) (рис. 7).

Для более полного восстановления петрофизических закономерностей для терригенного девона так же были использованы дополнительные данные керна по ряду скважин для других площадей Ромашкинского месторождения.

Применение петрофизических связей ТАВС позволило достоверно оценить свойства конкретных пород в единой системе физико-геологических координат. Уточнилось геологическое строение пластов пашийского горизонта, начальные и остаточные балансовые и подвижные запасы нефти по классам пластов-коллекторов. Получены принципиально новые сведения о литофациальной неоднородности или слоистости выделенных пластов по толщине в разрезах большинства скважин. Информация в таком виде существует по каждой пробуренной скважине.

По площадям восточного сегмента Ромашкинского месторождения пласты-коллекторы 1-го класса обеспечили 77.4 % добычи всей нефти, 44.7 % – запасы нефти, заключенные в коллекторах 2, 3, 4 и 5-го классов, обеспечили 22.6 % добытой нефти [Афанасьев, 2018].

Сопоставление возможностей разных интерпретационных подходов (ранее разработанного стандарта интерпретации ГИС и методики ТАВС) показывает увеличение степени извлечения полезной информации из кривых геофизических исследований для построения геологической модели. Опыт исследований показал, что применение технологии переинтерпретации данных ГИС позволяет определить детали геологического строения пород, которые повышают достоверность строения трехмерных геологических моделей залежей углеводородов при изучении новых месторождений и длительно разрабатываемых залежей нефти и газа.

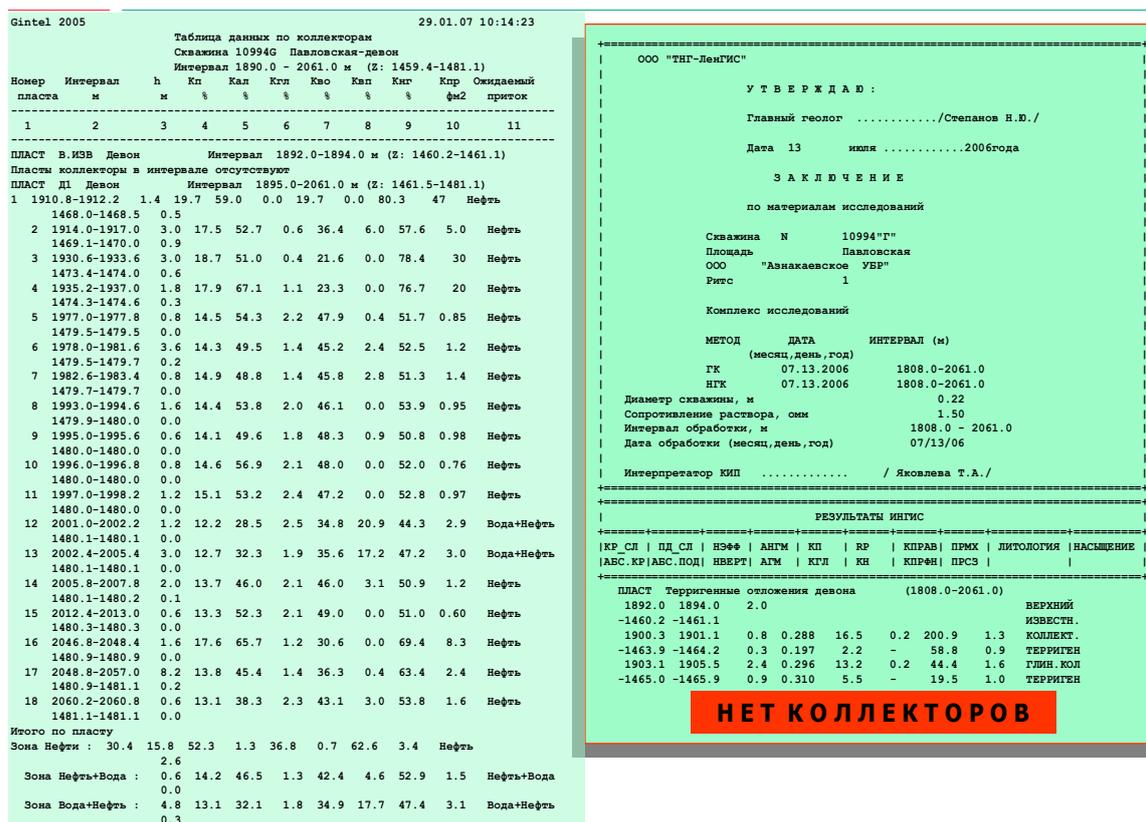


Рис. 6. Заключение по результатам интерпретации данных ГИС по скв. 10994г по технологии TABS и стандартной интерпретации (слева)

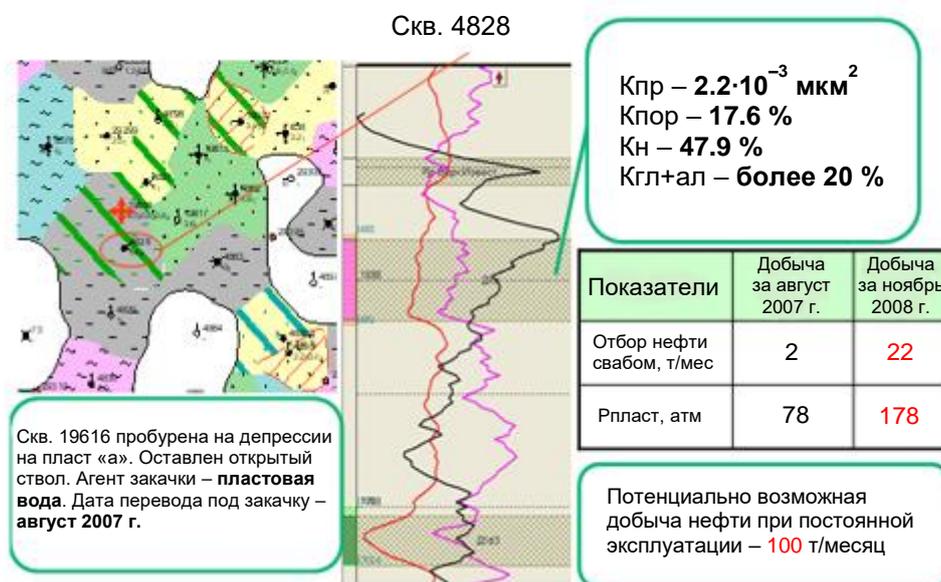


Рис. 7. Пример получения притока нефти из некондиционного пласта по действующему стандарту в скв. 4828 Павловской площади

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Афанасьев С.В. Технология комплексной переинтерпретации данных геофизических исследований скважин при создании трехмерной геологической модели длительно разрабатываемой залежи // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С.12–17.

Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Теоретическое и экспериментальное обоснование определения относительной фазовой проницаемости по кривым капиллярного давления // *Каротажник*. – 2018. – № 6. – С. 50–72.

Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений в районах с истощающимися ресурсами и пути их решения: Сб. науч. трудов / Отв. ред. Е.В. Лозин. – Уфа: БашНИПИнефть, 1989. – 146 с.

Тарасюк В.М. Проблемы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства на основе применения методов нефтеотдачи. Авт. дисс. на соис. уч. ст. канд. экон. наук. – Уфа, 2000.

Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения. Авт. дисс. на соис. уч. ст. докт. тех. наук. – М., 2011. – С. 27.

REFERENCES

Afanasyev S.V. Technology of complex reinterpretation of the data of geophysical studies of wells when creating a three-dimensional geological model of a long-developed deposit // *Oil Industry*. – 2005. – Vol. 2. – P. 12–17.

Afanasyev V.S., Afanasyev S.V. Theoretical and experimental validation for the evaluation of relative phase permeability from capillary pressure curves // *Karotazhnik*. – 2018. – Vol. 6. – P. 50–72.

Khusainov V.M. Increase in recoverable oil reserves at the late stage of development of a large oil field. DSci Thesis. – Moscow, 2011. – P. 27.

Problems of geology and development of oil fields in areas with dwindling resources and ways to solve them. Collection of scientific papers / Lozin E.V. (Ed.). – BashNIPIneft, Ufa, 1989. – 146 p.

Tarasyuk V.M. Problems of increasing the efficiency of oil and gas production based on the use of oil recovery methods. PhD Thesis. – Ufa, 2000.

КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

ИЗМАЙЛОВА Анна Эмилевна – ведущий специалист ООО «Уфимского научно-технического центра». Основные научные интересы: история геофизических методов исследования скважин.

*Статья поступила 13 марта 2023,
принята к печати 14 апреля 2023*



ТРЕХМЕРНЫЕ ЛУЧИ ЛОМАКСА И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ В СЛОЖНЫХ СРЕДАХ

Д.А. Неклюдов, М.И. Протасов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

e-mail: NeklyudovDA@ipgg.sbras.ru

В данной работе мы представляем простой и эффективный подход для расчета частотно-зависимых лучей в трехмерных средах. В предложенном подходе моделируется распространение локально плоского фрагмента волнового фронта. Свойства луча зависят от распределения скоростей в некотором объеме среды в окрестности луча. Ширина этого объема зависит от длины волны к каждой точке на луче. Численный эксперимент демонстрирует применение предложенного подхода для расчета времен первых вступлений и акустических волновых полей в сложной трехмерной модели, в которой присутствует солевое тело.

Лучевой метод, частотно-зависимые лучи, моделирование волновых полей

3D LOMAX RAYS AND ITS APPLICATION FOR ACOUSTIC WAVEFIELD SIMULATION IN COMPLEX MEDIA

D.A. Neklyudov, M.I. Protasov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

e-mail: NeklyudovDA@ipgg.sbras.ru

We present a simple and robust approach for calculating frequency-dependent rays in three dimensional media. The proposed method simulates propagation of locally plane fragment of a wavefront. Ray properties depends on velocity distribution in some sub-volume around the ray and on wavelength in each point. Numerical experiment demonstrates the applicability of the proposed method to calculate travel-times and ray-based acoustic wavefields in complex 3D environments with the presence of salt intrusion.

Ray method, frequency dependent rays, wavefield modeling

ВВЕДЕНИЕ

При решении прямых и обратных задач сейсмологии важную роль играет лучевой метод [Бабич и Булдырев, 1972; Červený et al., 1977]. Например, на его основе реализованы такие ключевые процедуры обработки сейсмических данных как лучевая сейсмическая томография и миграция Кирхгоффа. В первую очередь лучевой метод служит для расчета лучей и времен пробега сейсмических волн вдоль них. Лучевой метод основан на высокочастотной аппроксимации решения волнового уравнения и не учитывает эффекты, связанные с тем, что реальные сейсмические сигналы имеют ограниченный спектр. Такая аппроксимация часто ведет к «нефизическому» поведению лучей и соответствующих времен пробега в

моделях с наличием существенных неоднородностей и резких границ раздела скоростей [Кравцов, Орлов, 1980; Ben-Menahem, Beydoun, 1985]. На контрастных границах стандартные лучи ведут себя очень неустойчиво, начинают отклоняться в стороны от ожидаемого пути распространения. При этом возникают так называемые «зоны тени», т. е. такие области среды, куда лучи не проникают вовсе. Такое поведение противоречит тому, как распространяются реальные сейсмические сигналы.

Известно, что сигналы с ограниченным спектром распространяются внутри некоторого объема, окружающего луч («френелевский объем»). Ширина этого объема определяется доминирующей частотой сигнала. На сигнал влияют вариации параметров среды внутри френелевского объема, и он меняет направление своего распространения соответствующим образом [Marquering et al., 1999; Dahlen et al., 2000]. В течение многих лет исследователями был предложен целый ряд подходов, с помощью которых можно с разной степенью эффективности учесть этот факт и ослабить ограничения, связанные с высокочастотной аппроксимацией, используемой в лучевом методе [Červený, Soares, 1992; Lomax, 1994; Vasco et al., 1995; Bube, Washbourne, 2008; Yarman et al., 2013; Протасов, Осипов, 2014; Protasov, Gadyshin, 2017; Vasco, Nihei, 2019]. Все они имеют свои преимущества и недостатки, ключевым из которых является вычислительная сложность, особенно в трехмерном случае.

В работе [Lomax, 1994] предложен упрощенный, но весьма эффективный метод для аппроксимации распространения широкополосных сейсмических сигналов. В работе [Неклюдов, Протасов, 2021] мы рассмотрели лучи Ломакса в 2D случае и показали, что они могут весьма эффективно применяться в задачах сейсмоки. В настоящей работе мы приводим простой и эффективный метод расчета лучей Ломакса в трехмерном случае.

На численных примерах в сложной трехмерной модели мы показываем, что лучи Ломакса могут давать удовлетворительный результат, в то время как стандартные лучи оказываются не вполне эффективны.

ПОСТРОЕНИЕ ЛУЧЕЙ ЛОМАКСА В 3D ПРОСТРАНСТВЕ

Построение лучей Ломакса в трехмерном случае основывается на двух основных аспектах. Во-первых, это сглаживание скоростей вдоль текущего положения локально плоского фронта (т. е. в направлении, ортогональном касательной к лучу). Во-вторых, это движение «контрольных» точек, выбранных в некоторой окрестности луча в плоскости волнового фронта. С помощью контрольных точек определяется направление движения луча в следующей точке. Ширина области, в которой производится сглаживание локальных (интервальных) скоростей, а также насколько далеко от луча располагаются контрольные точки, т. е. область чувствительности луча к вариациям скоростной модели, определяется «длиной волны» в точке на луче. Далее рассмотрим эти компоненты более детально. В качестве входного параметра для процедуры построения луча задается специальный параметр ν , имеющий физическую размерность частоты (Гц). Фактически он будет задавать чувствительность луча к неоднородностям скоростной модели. Мы будем называть его «частотой луча». Стандартно для лучевого метода задаются два угла выхода φ_{AZ} , φ_{Dip} , где φ_{AZ} – азимутальный угол, т. е. угол между направлением выхода луча и положительным направлением оси X в горизонтальной плоскости XY , φ_{Dip} – угол наклона, т. е. угол между лучом и вертикальной осью Z (глубина). Пусть луч уже построен до некоторой точки $\vec{x}_p = (x_p, y_p, z_p)$ (далее мы будем называть ее центральной точкой). В этой точке задано текущее направление движения луча, определяемое единичным вектором $\vec{s} = (s_x, s_y, s_z)$. В точке \vec{x}_p строится плоскость, ортогональная

вектору \vec{s} . На этой плоскости вырезается прямоугольник с центром в точке \vec{x}_p . Размер прямоугольника зависит от длины волны $\lambda = \frac{V(\vec{x}_p)}{v}$ в центральной точке, как это показано на рис. 1, а ($V(\vec{x}_p)$ – значение интервальной скорости в точке, v – «частота луча»). На регулярной сетке, определенной в прямоугольнике, вычисляются локальные значения скоростей $V(\vec{x}_j)$. Точки этой сетки показаны на рис. 1, а как синие «звездочки». Значение сглаженной скорости вдоль плоского фрагмента фронта в центральной точке вычисляется как взвешенная сумма всех значений скоростей в прямоугольнике:

$$V_{sm}(\vec{x}_p, v) = \frac{\sum_{j=-N}^N w_j \cdot V(\vec{x}_j)}{\sum_{j=-N}^N w_j}, \quad (1)$$

где w_j – весовые коэффициенты сглаживания. В качестве сглаживающей функции мы выбрали двумерную функцию Гаусса. В этом случае весовые коэффициенты в выражении (1) определяются как

$$w_j = \exp\left\{-\left(\frac{r_j}{\lambda \cdot \theta_{max} \cdot \alpha}\right)^2\right\}, \quad (2)$$

где r_j обозначает расстояние между центральной точкой \vec{x}_p и точкой \vec{x}_j на прямоугольном фрагменте волнового фронта. Заданный наперед параметр θ_{max} определяет, какую часть длины волны мы принимаем в рассмотрение при выборе апертуры сглаживания, параметр α позволяет контролировать форму двумерного гауссиана. На рисунке 2 мы демонстрируем, как меняется форма сглаживающей функции (2) в зависимости от α . При его уменьшении сглаживающая функция становится уже, сосредотачиваясь ближе к центральной точке, т. е. влияние удаленных точек уменьшается. При увеличении α процедура сглаживания постепенно сводится к простому усреднению скоростей по фрагменту волнового фронта.

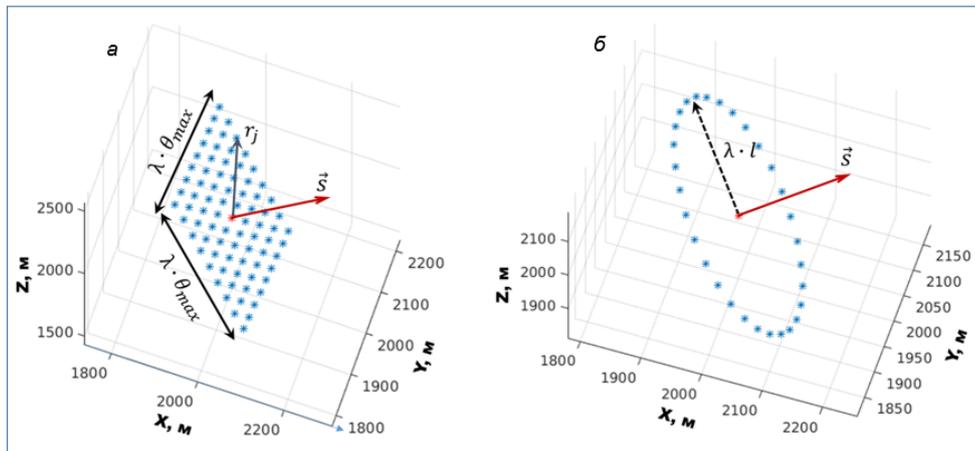


Рис. 1. Прямоугольный фрагмент волнового фронта (а). Синими звездочками обозначены точки регулярной сетки, где вычисляются значения интервальных скоростей для сглаживания вдоль волнового фронта. Вектор \vec{s} обозначает текущую нормаль к фронту; б – контрольные точки, взятые вокруг текущей точки на луче в плоскости волнового фронта. Они используются для вычисления нового положения луча

Для объяснения смысла контрольных точек рассмотрим окружность, лежащую в плоскости волнового фронта (в той же плоскости, где брались значения скоростей для сглаживания). Радиус окружности тоже зависит от локальной длины волны, $R = \lambda \cdot l$, где параметр l по смыслу аналогичен

параметру θ_{max} , который используется для определения апертуры сглаживания, но не обязательно совпадает с ним по значению.

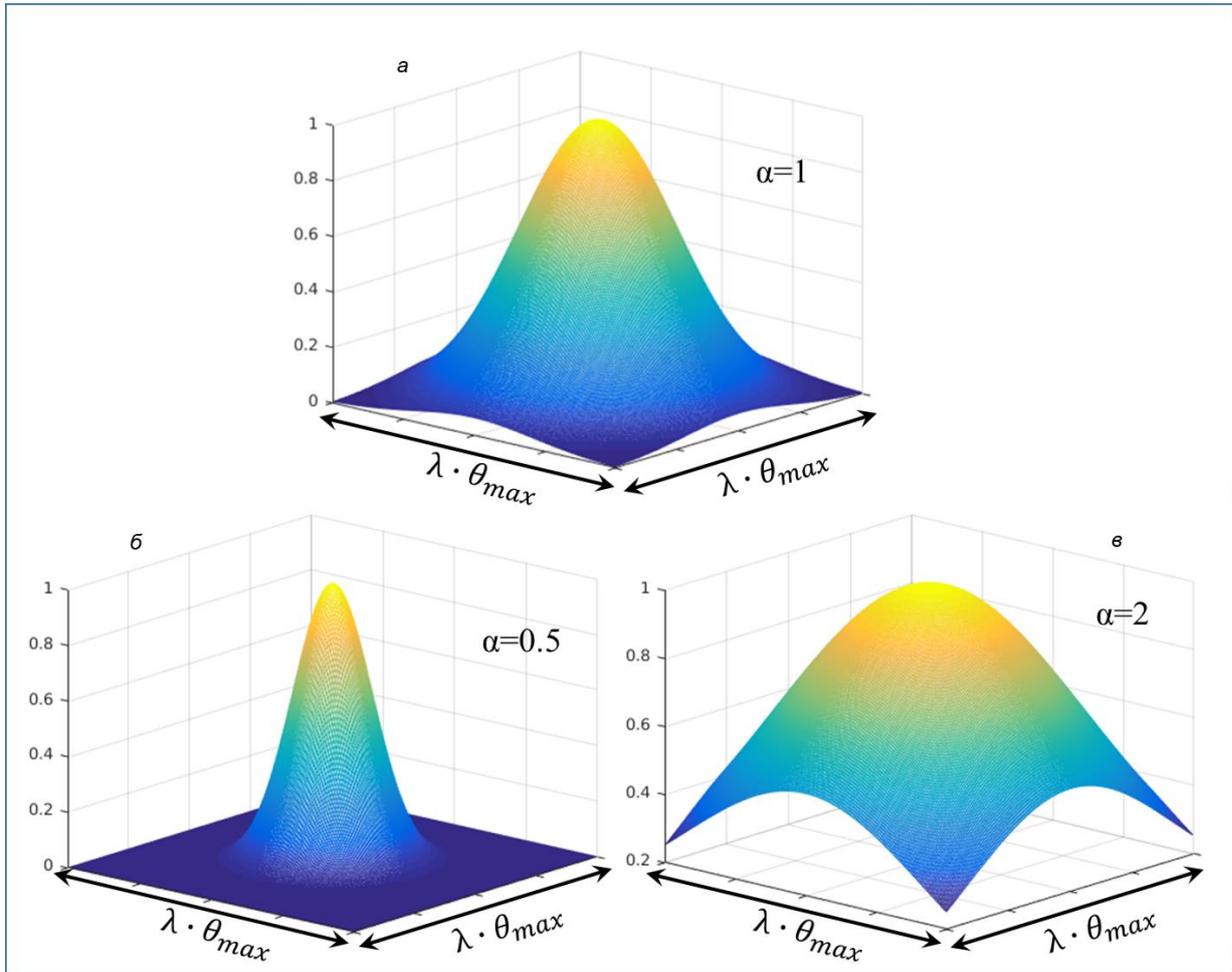


Рис. 2. Форма двумерной функции сглаживания в зависимости от значения параметра α

На этой окружности мы выбираем некоторое количество точек с равномерным шагом по углу (см. рис. 1, б). Эти точки мы и называем «контрольными». Они используются для вычисления направления движения луча в следующей точке.

Итак, пусть dt есть шаг по времени при движении вдоль луча. Для того чтобы продвинуться вдоль луча, применяется следующая схема (рис. 3):

1. По формулам (1), (2) в центральной точке \vec{x}_p вычисляется значение сглаженной вдоль фронта скорости $\vec{V}_p = V_{sm}(\vec{x}_p, v)$. За промежуток времени dt центральная точка \vec{x}_p переместится в точку $\vec{x}_p + d\vec{x}_p$, $d\vec{x}_p = (dx_p, dy_p, dz_p)$ вдоль единичного вектора \vec{s} :

$$dx_p = \vec{V}_p dt \cdot s_x, \quad dy_p = \vec{V}_p dt \cdot s_y, \quad dz_p = \vec{V}_p dt \cdot s_z. \quad (3)$$

Это дает нам положение следующей точки на луче. Теперь нам необходимо вычислить ориентацию волнового фронта в этой точке (или, другими словами, новое направление движения луча). На шаге 2 мы решаем эту задачу.

2. Для каждой контрольной точки, расположенной на окружности с центром на луче, вычисляется сглаженная скорость аналогично тому, как это делалось для центральной точки: $\bar{V}_j = V_{sm}(\vec{x}_j, v)$. За тот же промежуток времени dt каждая из контрольных точек пройдет разное расстояние $dx_j = \bar{V}_j dt \cdot s_x$, $dy_j = \bar{V}_j dt \cdot s_y$, $dz_j = \bar{V}_j dt \cdot s_z$. В результате в новом положении $\vec{x}_j + d\vec{x}_j$ контрольные точки в общем случае уже не лежат строго в одной плоскости. Чтобы определить текущее положение локального фронта, мы численно определяем такую плоскость, которая наиболее близка в среднеквадратичном смысле одновременно ко все точкам $\vec{x}_j + d\vec{x}_j$. Таким образом, решается классическая задача (трехмерной) линейной регрессии. В результате определяется новый вектор нормали к фронту \vec{s}_{new} . Мы приписываем этот вектор к новому положению центральной точки $\vec{x}_p + d\vec{x}_p$ и процедура повторяется снова. Так шаг за шагом происходит движение вдоль луча. Отметим, что при реализации описанной схемы в каждый момент времени на ориентацию локального участка волнового фронта влияет распределение скоростей в некоторой окрестности луча. Одновременное движение контрольных точек определяет новое направление движения луча.

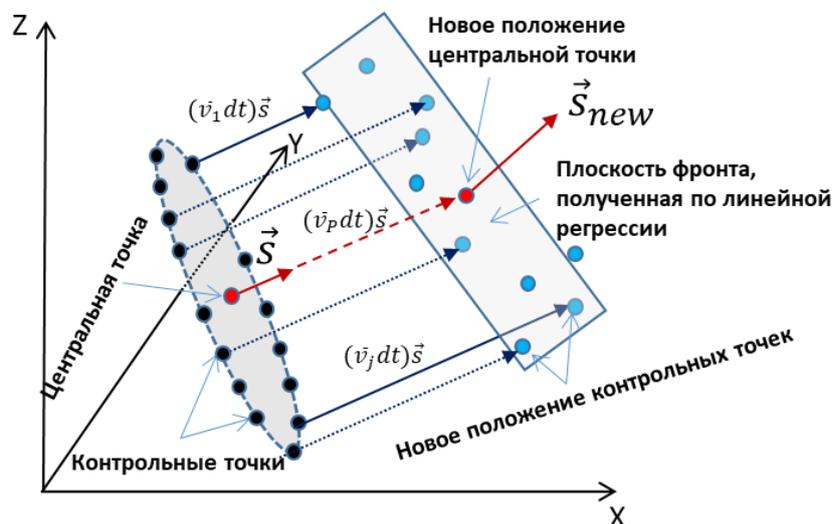


Рис. 3. Схема построения луча Ломакса в 3D

3D ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ВРЕМЕН ПРОБЕГА НА РЕГУЛЯРНУЮ СЕТКУ

При расчете времен пробега лучевым методом времена первых вступлений определяются в тех точках модели, через которые прошел каждый конкретный луч. Пространственное распределение этих точек оказывается весьма нерегулярным. Для многих приложений в сейсмике необходимо иметь времена пробега, рассчитанные на регулярной сетке. Такой массив называется «таблицей времен» (англ. *traveltime table*). Далее мы опишем алгоритм, позволяющий весьма эффективно произвести интерполяцию времен на регулярную сетку в 3D случае (Lucio et al., 1996; Bulant, Klimeš, 1999).

Пусть было построено семейство из N_{rays} лучей для фиксированного положения источника, причем таким образом, что они покрывают всю целевую область. При этом для каждого луча было вычислено время пробега от источника до каждой точки на луче: $T_i^j(x_i^j, y_i^j, z_i^j)$, где $j = 1, \dots, N_{rays}$ обозначает индекс луча, i – индекс точки на луче, $i = 1, \dots, N_{segm}^j$, N_{segm}^j – количество сегментов для луча с индексом j . Необходимо построить отображение $T_i^j(x_i^j, y_i^j, z_i^j) \rightarrow T_{table}(x_k, y_l, z_m)$ для всех i, j , где T_{table} обозначает

времена, заданные на регулярной сетке x_k, y_l, z_m ($k = 1, \dots, N_x; l = 1, \dots, N_y; m = 1, \dots, N_z$). Для построения такого отображения численно будем последовательно рассматривать лучевые трубки, состоящие из трех смежных лучей: 1) луч, соответствующий углам выхода $(\varphi_{AZ}, \varphi_{Dip})$, 2) $(\varphi_{AZ}, \varphi_{Dip} + d\varphi_{Dip})$, 3) $(\varphi_{AZ} + d\varphi_{AZ}, \varphi_{Dip})$, здесь φ_{AZ} – азимутальный угол выхода, φ_{Dip} – угол наклона луча, $d\varphi_{AZ}, d\varphi_{Dip}$ – соответствующие угловые инкременты. Каждая лучевая трубка может быть разбита на набор элементарных «лучевых призм». В каждой такой призме нижняя грань соответствует времени T_j , а верхняя грань – $T_{j+1} = T_j + dt$ (рис. 4). Далее находится элементарный параллелепипед, состоящий из точек регулярной сетки, который полностью включает в себя лучевую призму (это несложно сделать, вычислив индексы ближайших регулярных точек к вершинам призмы). Для каждой точки регулярной сетки, которая принадлежит данному параллелепипеду, осуществляется проверка, лежит ли она внутри призмы. Если это так, то в эту точку производится кубическая интерполяция времен пробега из вершин призмы (обозначены как 11, 21, 31, 12, 22, 32 на рис. 4) с помощью подхода, описанного в [Vulant, Klimeš, 1999]. Если регулярная точка находится вне призмы, то она исключается из рассмотрения на данном шаге цикла. Эта процедура повторяется для всех элементарных призм и всех лучевых трубок, которые можно составить из данного набора лучей. В результате, если модель покрыта лучами достаточно регулярно и плотно, получается трехмерная таблица времен.

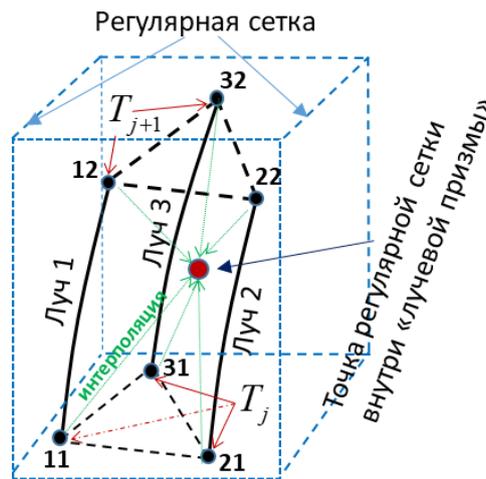


Рис. 4. Схема 3D интерполяции времен пробега на регулярную сетку

ВЫЧИСЛЕНИЕ ФУНКЦИЙ ГРИНА С ПОМОЩЬЮ ЛУЧЕВОГО МЕТОДА

В задачах сейсморазведки зачастую возникает необходимость быстро рассчитывать волновые поля с привлечением асимптотических методов, в первую очередь с помощью лучевого метода. В средах с умеренными вариациями физических параметров он позволяет получать вполне адекватные результаты при значительно меньших вычислительных затратах, чем более «точные» численные методы, такие как, например, метод конечных разностей. Далее мы опишем кратко подход, который мы применяем для расчета функций Грина для скалярного волнового уравнения в частотной области лучевым методом. Итак, нам необходимо рассчитать волновое поле, определяемое уравнением Гельмгольца в трехмерном пространстве:

$$\Delta G(\vec{x}, \vec{x}_S; \omega) + \frac{\omega^2}{v^2(\vec{x})} G(\vec{x}, \vec{x}_S; \omega) = \delta(\vec{x} - \vec{x}_S), \quad (4)$$

здесь $\vec{x}_S = (x_S, y_S, z_S)$ обозначаем координаты источника, ω – фиксированная частота, $V(\vec{x})$ – скорость распространения продольных волн.

В трехмерном случае асимптотическое выражение скалярной функции Грина, используемое в лучевом методе, определяется как [Červený et al., 1977; Lucio et al., 1996]:

$$G(R; S) = A(S, R) \exp\{i\omega\tau(S, R)\}. \quad (5)$$

В этом выражении S обозначает положение источника, R – положение приемника, $\tau(S, R)$ – время пробега вдоль луча из точки S в точку R , $A(S, R)$ – амплитудный множитель, который в лучевом методе имеет вид

$$A(S, R) = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{V(R)}{V(S) \cdot J(S, R)}}, \quad (6)$$

где $V(x)$ – значение скорости в соответствующей точке, $J(S, R)$ – геометрическое расхождение вдоль луча. Общее определение геометрического расхождение дается как

$$J = \frac{dS}{d\Omega}, \quad (7)$$

где dS – элементарная площадка, ортогонально секущая лучевую трубку в точке R , $d\Omega$ – элементарный телесный угол, образуемый лучевой трубкой в источнике. Мы используем конечно-разностную аппроксимацию геометрического расхождения и применяем теорию, описанную в классической монографии [Červený, 2001, выражение 3.10.33]. В этом подходе также рассматривается лучевая трубка, составленная из трех смежных лучей с малыми инкрементами углов выхода по азимуту и углу наклона. В каждый момент времени рассчитывается площадь треугольника, образующего верхнюю грань лучевой призмы (мы дали определение в разделе про интерполяцию времен). При использовании такой аппроксимации покрытие лучами расчетной области должно быть достаточно плотным. Амплитуды, рассчитанные вдоль лучевых трубок, интерполируются на регулярную сетку аналогично временам. В результате получается таблица амплитуд. Отметим, что после того как рассчитаны таблицы времен и амплитуд, функции Грина для разных частот вычисляются очень быстро, т. к. нет необходимости в пересчете лучей.

В качестве альтернативы описанному подходу можно использовать вычислительно гораздо более затратную динамическую трассировку лучей.

ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Пример 1. Расчет времен пробега в модели с соляной интрузией

Существенные проблемы возникают при использовании лучевого метода в средах, где существуют резкие вариации распределения скоростей. На контрастных границах стандартные лучи ведут себя очень неустойчиво, начинают «рассеиваться» в стороны от ожидаемого пути распространения. При этом возникают так называемые «зоны тени», т. е. такие области модели, куда лучи не проникают вовсе. Такое поведение очевидно нефизично, с точки зрения теории распространения реальных сейсмических сигналов. В приложении сейсморазведки одна из наиболее неблагоприятных для лучевого метода ситуаций возникает при моделировании в средах, содержащих соляные интрузии, которые могут иметь весьма сложную форму. Скорости сейсмических волн в соли, как правило, заметно выше, чем в окружающих осадочных породах. В силу этих причин весьма проблематично построить лучи, проходящие

через соляное тело и рассчитать соответствующие времена. Далее мы покажем, что с помощью простых в построении лучей Ломакса можно весьма успешно решать проблему трассировки в присутствии солевых тел.

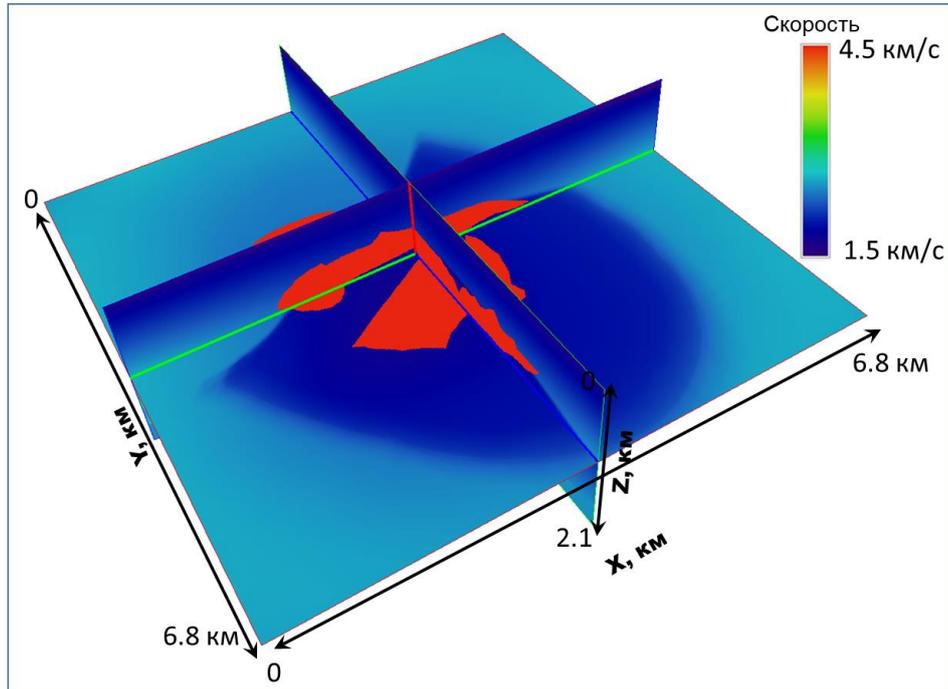


Рис. 5. Скоростная модель 3D SEG Salt (масштабированная на шаг 10 м)

На рисунке 5 приведена известная трехмерная скоростная модель 3D SEG Salt (Aminzadeh et al., 1996) с соляным телом сложной формы (показано красным). Самая верхняя часть модели представляет собой неглубокий слой воды со скоростью 1500 м/с. Скорость продольных волн в соли составляет 4500 м/с в то время как в окружающей среде (моделирующей вмещающие осадочные породы) скорость P -волн не превосходит 3200 м/с. Модель задана на регулярной сетке с числом точек $N_x = 676$, $N_y = 676$, $N_z = 211$. Для наших экспериментов мы задавали одинаковый пространственный шаг по всем направлениям $dx = dy = dz = 10$ м. Таким образом, размер модели составляет $6750 \times 6750 \times 2100$ м. Предполагается, что точечный источник расположен в точке с координатами $X_S = 3200$ м, $Y_S = 3200$ м, $Z_S = 100$ м. Наша цель в этом эксперименте – рассчитать и сравнить таблицы времен первых вступлений с помощью стандартных лучей и лучей Ломакса.

Для расчета лучей Ломакса использовались следующие параметры: «частота луча» $\nu = 5$ Гц, $l = 0.5$, $\theta_{max} = 0.5$, $\alpha = 1$, $dt = 0.002$ мс, число контрольных точек равнялось 30. Параметр ν выбирался в данном случае из следующих соображений. С одной стороны, нам требуется достаточно уверенный проход лучей через соляное тело. Это свойство становится тем лучше, чем меньше значение ν . С другой стороны, мы требуем, чтобы поведение лучей Ломакса не слишком отличалось от поведения стандартных лучей в простой части модели, т. е. там, где нет солевого тела. Для этого необходимо увеличивать значение ν . Опытным путем было определено, что значение $\nu = 5$ Гц позволяет добиться компромисса.

На рисунке 6, а, б представлены 50 лучей, построенные для одного фиксированного азимута $\varphi_{AZ} = 0$ при равномерном изменении углов наклона. На рисунке 7, а, б показана проекция этих лучей на дневную поверхность XY (т. е. «вид сверху»). Можно сразу заметить, что поведение стандартных лучей и лучей Ломакса на низкой частоте заметно отличается. Отметим, что лучи существенно трехмерны, т. е. далеко выходят из вертикальной плоскости XZ , лежащей в точке с источником $Y_S = 3200$ м.

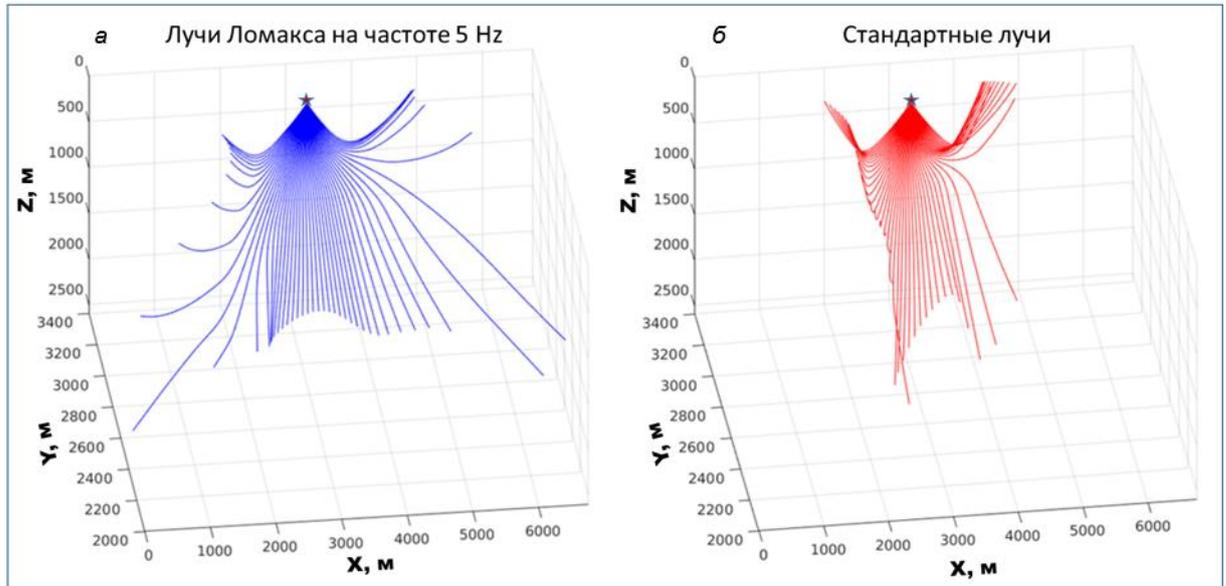


Рис. 6. Лучи, рассчитанные в трехмерной скоростной модели 3D SEG Salt для одного источника (отмечен звездочкой) и одного фиксированного азимута $\varphi_{AZ} = 0$: а – лучи Ломакса при значении параметра $\nu = 5$ Гц, б – стандартные лучи

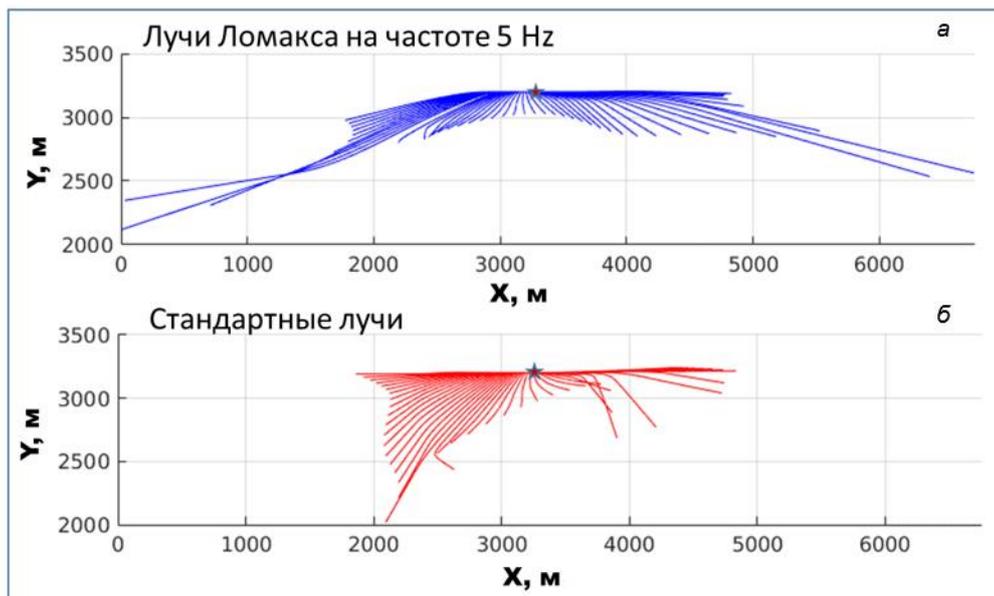


Рис. 7. Проекция на дневную поверхность XY лучей, рассчитанных в трехмерной скоростной модели 3D SEG Salt для одного источника (отмечен звездочкой) и одного фиксированного азимута $\varphi_{AZ} = 0$: а – лучи Ломакса при значении параметра $\nu = 5$ Гц, б – стандартные лучи

Для расчета таблиц времен первых вступлений плотность лучей в модели должна быть достаточно высока, поэтому трассировка производится с небольшими инкрементами по углам выхода. Поскольку мы хотим покрыть лучами всю область, углы выхода должны лежать в интервалах: $\varphi_{AZ} = [0, 360^\circ]$, $\varphi_{Dip} = [0, 360^\circ]$. Мы строим семейство из 500×500 лучей (количество лучей при вариации азимута и угла наклона соответственно). Таким образом, инкременты по углам в данном случае составляют 0.72° .

На рисунке 8 представлены таблицы времен для стандартных лучей и лучей Ломакса. Можно видеть, что в таблице, построенной стандартными лучами, существуют обширные «зоны тени» – области,

куда лучи вообще не приходят в силу сложности модели и ограничений самого лучевого метода (в таких точках значение времени пробега равно нулю). Дальнейшие численные эксперименты в рассматриваемой модели показали, что при увеличении количества выпускаемых стандартных лучей, освещенность ими модели существенно не улучшается, при этом никак не удается получить устойчивое прохождение лучей через соляное тело. На рисунке 8, б представлена таблица времен по лучам Ломакса на «частоте» 5 Гц. Как можно видеть, она почти полностью заполнена, что говорит о регулярности поля лучей. Невязка времен по лучам Ломакса в сравнении с временами, полученными конечно-разностным методом, для скалярного волнового уравнения не превышает 6 мс, что мы считаем вполне приемлемым результатом для такой сложной модели.

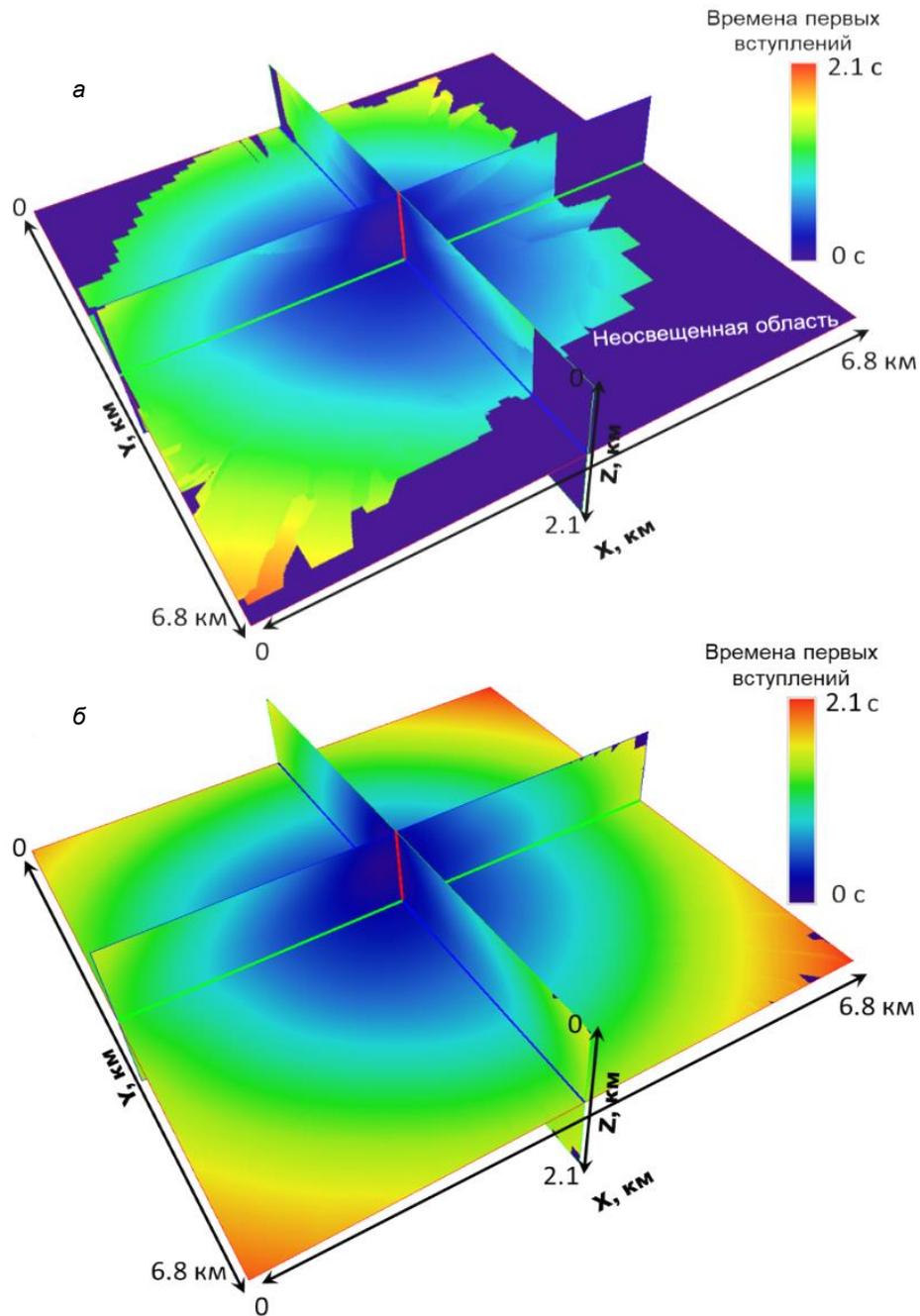


Рис. 8. Таблицы времен, рассчитанные в трехмерной скоростной модели 3D SEG Salt для одного источника: а – стандартные лучи, б – лучи Ломакса при значении параметра $\nu = 5$ Гц

При увеличении параметра ν , лучи Ломакса становятся все ближе к стандартным лучам и, начиная с некоторого момента ($\nu \sim 30$ Гц), уже неразличимы от них, что вполне ожидаемо. Отметим, что построение лучей Ломакса требует заметно большего вычислительного времени, чем стандартные лучи. Это связано с тем, что на каждом шаге по времени приходится вычислять значение скорости, сглаженной вдоль фронта, а это подразумевает многократное обращение к массиву, задающему скоростную модель, т. е. происходит многократное обращение к оперативной памяти. При увеличении числа контрольных точек время счета увеличивается практически линейно. Число контрольных точек должно быть достаточным для того, чтобы учесть трехмерные вариации скорости в окрестности луча. Если их количество будет недостаточным, это приведет к неустойчивости в поведении луча. В обратном случае это приводит к существенному увеличению времени счета безо всякого видимого улучшения результата.

Пример 2. Расчет волнового поля в частотной области

Далее мы приведем пример расчета трехмерных акустических волновых полей в частотной области лучевым методом на основе лучей Ломакса и сравним результаты с полным волновым полем, полученным при численном решении уравнения Гельмгольца (4).

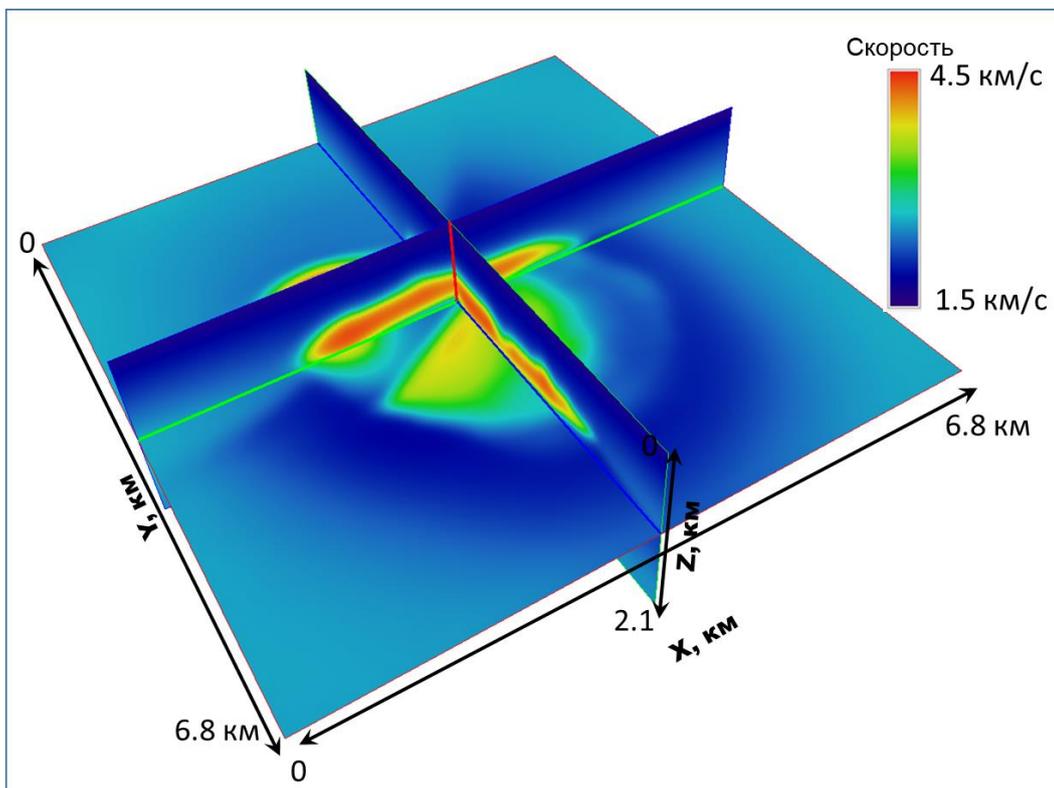


Рис. 9. Сглаженная скоростная модель 3D SEG Salt, которая использовалась для расчета акустических волновых полей лучевым методом

Отметим, что при численном решении полного волнового уравнения в негладкой модели полученное волновое поле будет содержать волны, отраженные от границ раздела областей с разными значениями скоростей. В лучевом же методе мы вычисляем времена пробега и амплитуды только для первых вступлений, т. е. для прямой волны от источника. Отраженные волны не будут присутствовать в волновом поле, которое получено лучевым методом. Для того чтобы провести сравнение двух результатов «в равных условиях», мы используем сглаженную версию модели SEG Salt. Это делается,

чтобы не допустить проявления отражений при решении уравнения Гельмгольца (рис. 9). Гладкая скоростная модель получается при применении к исходной модели трехмерного сглаживающего фильтра на основе функции Гаусса с пространственным окном 200 м по каждому направлению. Полное волновое поле рассчитывается при численном решении уравнения Гельмгольца с помощью итерационного метода, предложенного в (Belonosov et al., 2017). Итерационный решатель применяется на той же сетке, на которой задана сама скоростная модель. Параметры сетки те же, что и в предыдущем примере, $N_x = 676$, $N_y = 676$, $N_z = 211$, $dx = dy = dz = 10$ м. Точечный источник расположен в точке $X_S = 3200$ м, $Y_S = 3200$ м, $Z_S = 100$ м.

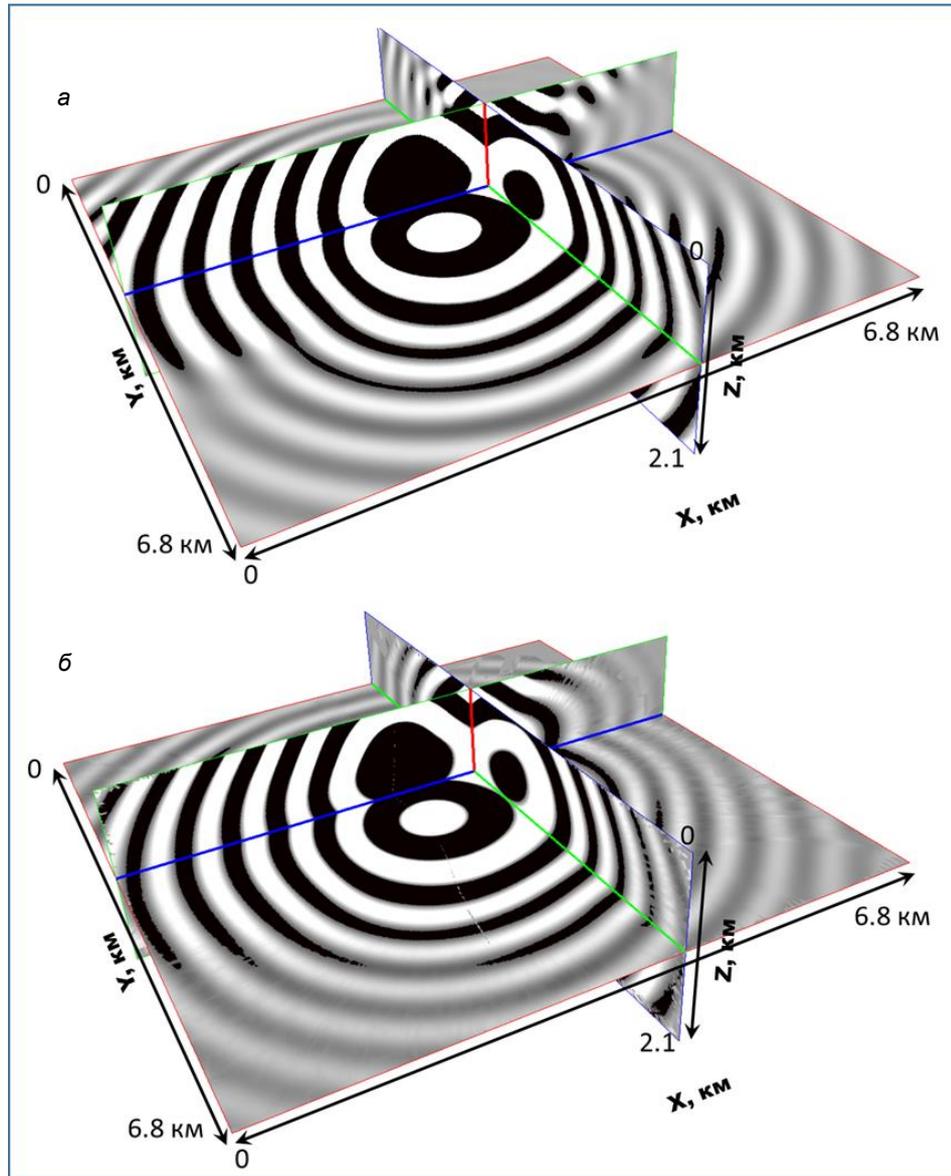


Рис. 10. Волновое поле в частотной области на частоте 5 Гц (реальная часть): а – волновое поле, полученное при решении уравнения Гельмгольца (полное волновое поле); б – волновое поле, рассчитанное лучевым методом с использованием лучей Ломакса

На рисунке 10, а представлена реальная часть полного волнового поля на частоте 5 Гц. Для расчета волнового поля лучевым методом, как и в предыдущем примере, было взято семейство из 500×500 лучей. Несмотря на то что модель достаточно гладкая, стандартные лучи не покрывают расчетную область с достаточной плотностью, которая необходима для вычисления амплитуд описанным

выше способом. Как и в предыдущем примере в модели остаются неосвещенные области и, как следствие, «дыры» в таблицах времен и амплитуд. Конечно их размер заметно меньше, чем для исходной модели, но все равно такой результат нельзя считать приемлемым. Лучи Ломакса успешно справляются с задачей. В этом примере использовались те же параметры лучей Ломакса, что и в предыдущем. На рисунке 10, б изображено волновое поле, полученное лучевым методом с лучами Ломакса в сравнении с «полным» волновым полем на частоте 5 Гц. Для того чтобы продемонстрировать их сходство более наглядно, мы приводим одномерные сечения волновых полей по вертикали и в латеральном направлении X (рис. 11). Сечения взяты в плоскости $Y=2000$ м. Совпадение можно считать вполне приемлемым. Среднеквадратическая ошибка решений составляет порядка 8 %.

Все вычисления производились на рабочей станции с процессором Intel Core i7-3770K 3.50 GHz CPU (4 ядра) и 32 Gb RAM. Полный цикл вычисления функции Грина (трассировка, расчет амплитуд, интерполяция на регулярную сетку) занял ~6 мин (задействовались все 4 ядра). Наиболее затратная часть – построение лучей – занимает порядка 85 % всего времени. Расчет полного волнового поля с помощью оптимизированного итерационного решателя требует ~7 мин при тех же входных условиях (здесь имеется в виду размер сетки и число вычислительных узлов). Время вычислений при решении уравнения Гельмгольца быстро возрастает при увеличении частоты (требуется более плотная сетка для предотвращения численной дисперсии). Еще раз отметим, что при лучевом моделировании после того как получены таблицы времен и амплитуд, расчет функций Грина на разных частотах производится очень быстро, т. к. нет необходимости в пересчете лучей.

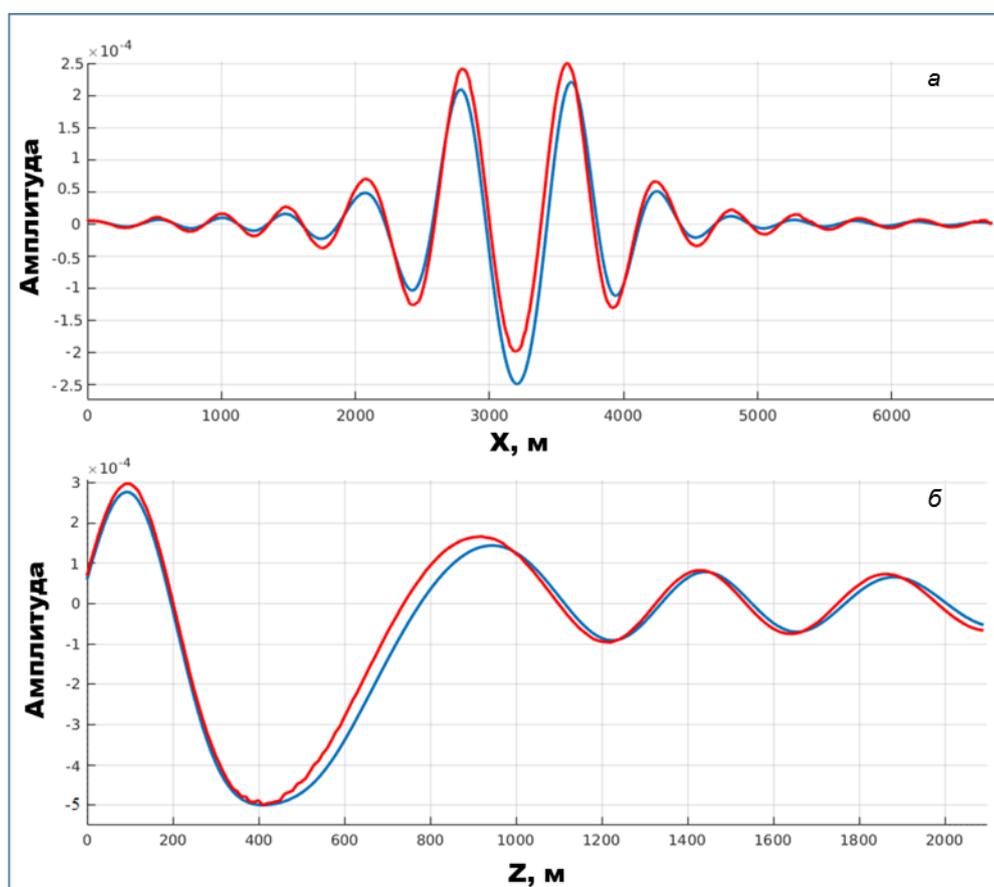


Рис. 11. 1D сечения трехмерных волновых полей с рис. 10 в плоскости $Y=2000$ м: а – горизонтальное сечение ($Z=1000$ м); б – вертикальное сечение ($X = 2000$ м). «Полное» волновое поле показано синим, асимптотическое решение на основе лучей Ломакса изображено красным

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе мы рассмотрели лучи Ломакса в трехмерном пространстве. По своему построению они позволяют аппроксимировать распространение широкополосных сигналов в реальных средах. При построении лучей Ломакса ключевыми являются два момента: 1) локальное сглаживание интервальных скоростей вдоль локально плоского фрагмента волнового фронта; 2) движение контрольных точек, расположенных в заданной окрестности луча, с помощью которых определяется положение фронта в следующей точке луча. Таким образом происходит аппроксимация движения локально плоского фрагмента волнового фронта. Свойства луча Ломакса определяются распределением скоростей в некоторой окрестности луча, а также от длины волны в каждой точке. Длина волны определяется с помощью задаваемого наперед «регуляризирующего» параметра, который мы называем «частота луча». Мы провели сравнение лучей Ломакса со стандартными лучами в задаче вычисления времен первых вступлений в сложных моделях, которое показало, что лучи Ломакса гораздо более устойчивы к резким неоднородностям модели, чем стандартные лучи.

С использованием лучевого метода на основе лучей Ломакса было проведено моделирование «асимптотического» акустического волнового поля в частотной области. Полученное решение сравнивалось с «полным» волновым полем, которое вычислялось при численном решении уравнения Гельмгольца. Сравнение показало удовлетворительное совпадение результатов в сглаженных моделях сред. Проведенные численные эксперименты демонстрируют, что лучи Ломакса могут вполне успешно применяться при решении прямых и обратных задач сейсмологии в сложных трехмерных средах.

Данное исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и ЧНФ в рамках научного проекта № 20-55-26003.

The reported study was funded by RFBR and GACR, project No. 20-55-26003.

ЛИТЕРАТУРА

- Бабич В.М., Булдырев В.С.** Асимптотические методы в задачах дифракции коротких волн. – М.: Наука, 1972. – 456 с.
- Кравцов Ю.А., Орлов Ю.И.** Геометрическая оптика неоднородных сред. – М.: Наука, 1980. – 306 с.
- Неклюдов Д.А., Протасов М.И.** Моделирование времен пробега и акустических волновых полей лучевым методом с аппроксимацией распространения широкополосного сигнала применительно к задачам сейсмологии // *Геофизические технологии*. – 2021. – № 3. – С. 4–17, doi: 10.18303/10.18303/2619-1563-2021-3-4.
- Протасов М.И., Осипов К.С.** Частотно-зависимое лучевое трассирование для неплоских границ // *Технологии сейсморазведки*. – 2014. – № 3. – С. 25–31.
- Aminzadeh F., Burkhard N., Long J., Kunz T., Duclos P.** Three-dimensional SEG/EAGE models – An Update // *The Leading Edge*. – 1996. – Vol. 15 (2). – P. 131–134, doi: 10.1190/1.1437283.
- Belonosov M., Dmitriev M., Kostin V., Neklyudov D., Tcheverda V.** An iterative solver for the 3D Helmholtz equation // *Journal of Computational Physics*. – 2017. – Vol. 345. – P. 330–344, doi: 10.1016/j.jcp.2017.05.026.
- Ben-Menahem A., Beydoun W.B.** Range of validity of seismic ray and beam methods in general inhomogeneous media – I. General theory // *Geophysical Journal International*. – 1985. – Vol. 82 (2). – P. 207–234, doi: 10.1111/j.1365-246X.1985.tb05135.x.
- Bube K.P., Washbourne J.K.** Wave tracing: Ray tracing for the propagation of band-limited signals: Part 1 – Theory // *Geophysics*. – 2008. – Vol. 73 (5). – P. VE377–VE384, doi: 10.1190/1.2963514.

- Bulant P., Klimeš L.** Interpolation of ray theory traveltimes within ray cells // *Geophysical Journal International*. – 1999. – Vol. 139 (2). – P. 273–282, doi: 10.1046/j.1365-246x.1999.00919.x.
- Červený V.** *Seismic ray theory*. – Cambridge University Press, 2001.
- Červený V., Soares J.E.P.** Fresnel volume ray tracing // *Geophysics*. – 1992. – Vol. 57 (7). – P. 902–915, doi: 10.1190/1.1443303.
- Červený V., Molotkov I.A., Psencik I.** *Ray theory in seismology*. – Charles University Press, 1977.
- Dahlen F.A., Hung S.-H., Nolet G.** Fréchet kernels for finite-frequency traveltimes – I. Theory // *Geophysical Journal International*. – 2000. – Vol. 141 (1). – P. 157–174, doi: 10.1046/j.1365-246X.2000.00070.x.
- Lomax A.** The wavelength-smoothing method for approximating broad-band wave propagation through complicated velocity structures // *Geophysical Journal International*. – 1994. – Vol. 117 (2). – P. 313–334, doi: 10.1111/j.1365-246X.1994.tb03935.x.
- Lucio P.S., Lambaré G., Hanyga A.** 3D multivalued travel time and amplitude maps // *Pure and Applied Geophysics*. – 1996. – Vol. 148. – P. 449–479, doi: 10.1007/BF00874575.
- Marquering H., Dahlen F.A., Nolet G.** Three-dimensional sensitivity kernels for finite-frequency traveltimes: the banana-doughnut paradox // *Geophysical Journal International*. – 1999. – Vol. 137 (3). – P. 805–815, doi: 10.1046/j.1365-246x.1999.00837.x.
- Protasov M., Gadylishin K.** Computational method for exact frequency-dependent rays on the basis of the solution of the Helmholtz equation // *Geophysical Journal International*. – 2017. – Vol. 210 (1). – P. 525–533, doi: 10.1093/gji/ggx188.
- Vasco D.W., Nihei K.** Broad-band trajectory mechanics // *Geophysical Journal International*. – 2019. – Vol. 216 (2), 745–759, doi: 10.1093/gji/ggy435.
- Vasco D.W., Peterson J. E., Majer E.L.** Beyond ray tomography: Wavepaths and Fresnel volumes // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60 (6). – P. 1790–1804, doi: 10.1190/1.1443912.
- Yarman C.E., Cheng X., Osypov K., Nichols D., Protasov M.** Band-limited ray tracing // *Geophysical Prospecting*. – 2013. – Vol. 61 (6). – P. 1194–1205, doi: 10.1111/1365-2478.12055.

REFERENCES

- Aminzadeh F., Burkhard N., Long J., Kunz T., Duclos P.** Three-dimensional SEG/EAGE models – An Update // *The Leading Edge*. – 1996. – Vol. 15 (2). – P. 131–134, doi: 10.1190/1.1437283.
- Babich V.M., Buldyrev V.S.** *Asymptotical methods in problems of short-wavelength diffraction [in Russian]*. – Nauka, Moscow, 1972.
- Belonosov M., Dmitriev M., Kostin V., Neklyudov D., Tcheverda V.** An iterative solver for the 3D Helmholtz equation // *Journal of Computational Physics*. – 2017. – Vol. 345. – P. 330–344, doi: 10.1016/j.jcp.2017.05.026.
- Ben-Menahem A., Beydoun W.B.** Range of validity of seismic ray and beam methods in general inhomogeneous media – I. General theory // *Geophysical Journal International*. – 1985. – Vol. 82 (2). – P. 207–234, doi: 10.1111/j.1365-246X.1985.tb05135.x.
- Bube K.P., Washbourne J.K.** Wave tracing: Ray tracing for the propagation of band-limited signals: Part 1 – Theory // *Geophysics*. – 2008. – Vol. 73 (5). – P. VE377–VE384, doi: 10.1190/1.2963514.
- Bulant P., Klimeš L.** Interpolation of ray theory traveltimes within ray cells // *Geophysical Journal International*. – 1999. – Vol. 139 (2). – P. 273–282, doi: 10.1046/j.1365-246x.1999.00919.x.
- Červený V.** *Seismic ray theory*. – Cambridge University Press, 2001.
- Červený V., Soares J.E.P.** Fresnel volume ray tracing // *Geophysics*. – 1992. – Vol. 57 (7). – P. 902–915, doi: 10.1190/1.1443303.

- Červený V., Molotkov I.A., Psencik I.** Ray theory in seismology. – Charles University Press, 1977.
- Dahlen F.A., Hung S.-H., Nolet G.** Fréchet kernels for finite-frequency traveltimes – I. Theory // *Geophysical Journal International*. – 2000. – Vol. 141 (1). – P. 157–174, doi: 10.1046/j.1365-246X.2000.00070.x.
- Gadylshin K., Protasov M.** Construction of exact frequency-dependent rays with the known solution of the Helmholtz equation // *Computational Methods and Programming: New Computational Technologies*. – 2015. – Vol. 4. – P. 586–594.
- Kravtsov Y.A., Orlov Y.I.** Geometrical optics of inhomogeneous media [in Russian]. – Nauka, Moscow, 1980.
- Lomax A.** The wavelength-smoothing method for approximating broad-band wave propagation through complicated velocity structures // *Geophysical Journal International*. – 1994. – Vol. 117 (2). – P. 313–334, doi: 10.1111/j.1365-246X.1994.tb03935.x.
- Lucio P.S., Lambaré G., Hanyga A.** 3D multivalued travel time and amplitude maps // *Pure and Applied Geophysics*. – 1996. – Vol. 148. – P. 449–479, doi: 10.1007/BF00874575.
- Marquering H., Dahlen F.A., Nolet G.** Three-dimensional sensitivity kernels for finite-frequency traveltimes: the banana-doughnut paradox // *Geophysical Journal International*. – 1999. – Vol. 137 (3). – P. 805–815, doi: 10.1046/j.1365-246x.1999.00837.x.
- Neklyudov D.A., Protasov M.I.** Simulation of traveltimes and acoustic wave fields by the ray method with approximation of the propagation of a broadband signal as applied to seismic problems // *Russian Journal of Geophysical technologies*. – 2021. – Vol. 3. – P. 4–17, doi: 10.18303/10.18303/2619-1563-2021-3-4.
- Protasov M., Gadylshin K.** Computational method for exact frequency-dependent rays on the basis of the solution of the Helmholtz equation // *Geophysical Journal International*. – 2017. – Vol. 210 (1). – P. 525–533, doi: 10.1093/gji/ggx188.
- Vasco D.W., Nihei K.** Broad-band trajectory mechanics // *Geophysical Journal International*. – 2019. – Vol. 216 (2), 745–759, doi: 10.1093/gji/ggy435.
- Vasco D.W., Peterson J. E., Majer E.L.** Beyond ray tomography: Wavepaths and Fresnel volumes // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60 (6). – P. 1790–1804, doi: 10.1190/1.1443912.
- Yarman C.E., Cheng X., Osypov K., Nichols D., Protasov M.** Band-limited ray tracing // *Geophysical Prospecting*. – 2013. – Vol. 61 (6). – P. 1194–1205, doi: 10.1111/1365-2478.12055.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

НЕКЛЮДОВ Дмитрий Александрович – кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории многоволновых сейсмических исследований Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: сейсмическая томография, выделение полезного сигнала в сейсмических данных.

ПРОТАСОВ Максим Игоревич – доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории многоволновых сейсмических исследований Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: исследования в области разработки алгоритмов обработки данных сейсморазведки.

*Статья поступила в редакцию 2 мая 2023 г.,
принята к публикации 14 июня 2023 г.*