

## ТРЕХМЕРНАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ ОБРАБОТКИ РАССЕЙАННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН МЕТОДОМ ГАУССОВЫХ ПУЧКОВ

В.А. Чеверда<sup>1</sup>, М.И. Протасов<sup>1</sup>, В.В. Лисица<sup>1</sup>, Г.В. Решетова<sup>2</sup>, Д.А. Петров<sup>3</sup>,  
А.А. Мельник<sup>3</sup>, В.В. Шиликов<sup>3</sup>, Р.С. Мельников<sup>4</sup>, В.В. Волянская<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

<sup>2</sup>Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 6, Россия

<sup>3</sup>ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 660022, Красноярск, ул. Партизана Железняка, 24в, Россия

<sup>4</sup>ПАО «НК «Роснефть», 117997, Москва, Софийская наб., 26/1, Россия

Эффективность разработки нефтегазового месторождения во многом определяется полнотой понимания его геологического строения. В последнее десятилетие все большее внимание привлекают сложнопостроенные карбонатные резервуары, обладающие коллекторами трещиноватого типа. Настоящая статья посвящена разработанной в ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» совместно с ИНГГ им. А.А.Трофимука СО РАН технологии построения трехмерных изображений сложноустроенных резервуаров в рассеянных сейсмических волнах с привлечением гауссовых пучков. Для ее апробации была построена специальная синтетическая модель, реалистично отображающая один из лицензионных объектов ПАО «НК «Роснефть». Для этой модели было выполнено полномасштабное трехмерное сейсмическое моделирование, что обеспечило нас синтетическими волновыми полями и открыло возможность проведения полностью контролируемых численных экспериментов по реконструкции геологического строения изучаемого объекта.

Одной из отличительных особенностей построенной цифровой модели/цифрового двойника является представление разломов не как некоторых идеальных поверхностей скольжения, а в виде трехмерных геологических тел, заполненных тектонической брекчией. Для моделирования такой брекчии и геометрии этих тел была выполнена серия численных экспериментов, моделирующих геомеханические процессы формирования разломов. Для подбора параметров используемого при этом метода дискретных элементов привлекалась информация, полученная путем геофизических исследований в горизонтальных скважинах, пересекающих разлом в пределах геологического прототипа построенной цифровой модели.

*Карбонатный резервуар, трещиноватость, разломы, численное моделирование волновых полей, поле энергии рассеянных волн, гауссовы пучки*

### THREE-DIMENSIONAL MODEL OF OIL AND GAS RESERVOIRS BASED ON GAUSSIAN BEAM PROCESSING OF SCATTERED SEISMIC WAVES

V.A. Cheverda, M.I. Protasov, V.V. Lisitsa, G.V. Reshetova, D.A. Petrov, A.A. Mel'nik,  
V.V. Shilnikov, R.S. Mel'nikov, V.V. Volyanskaya

The efficiency of the development of an oil and gas field is largely determined by the knowledge of its geologic structure. In the recent decade, complex fractured carbonate reservoirs have attracted more and more attention. This paper is concerned with a new technology for constructing 3D images of complex reservoirs, based on Gaussian beam processing of scattered seismic waves. This technology was developed at OOO RN-KrasnoyarskNIPIneft' in cooperation with the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics. To test it, a special synthetic model was constructed, which is analogous to one of the licensed objects of PAO NK Rosneft'. For this purpose, a full-scale 3D seismic modeling was performed, which provided us with synthetic wave fields and made it possible to carry out well-controlled numerical experiments for reconstructing the geologic structure of the object of study.

One of the distinctive features of the constructed digital model (digital twin) is the presentation of faults not as some ideal slip surfaces but as 3D geologic bodies filled with tectonic breccias. A series of numerical experiments was performed to simulate such breccias, the geometry of these bodies, and the geomechanical processes of fault formation. To select the parameters of the used method of discrete elements, we used the information obtained by geophysical studies in horizontal wells crossing the fault within the geologic prototype of the constructed digital model.

*Carbonate reservoir, fracturing, faults, numerical modeling of wave fields, scattered-wave energy field, Gaussian beam*

## ВВЕДЕНИЕ

Для успешной разработки месторождений углеводородов необходимо глубокое понимание особенностей его геологического строения. В последнее время все более широкое использование для решения таких задач приобретают рассеянные/дифрагированные волны. Нами в течение ряда лет проводились работы по созданию теории, численных методов и развитию технологии применения волн такого типа. Одной из основных проблем здесь является необходимость выполнения надежной апробации разработанных подходов, допускающей независимую проверку. Самым надежным способом для этого является построение цифровой геологической модели месторождения, его цифрового двойника, который описывает основные геологические элементы изучаемого объекта: его геометрию, стратиграфию, литолого-фациальную характеристику пластов-коллекторов, эффективные толщины, коллекторские свойства и другие. Знание этих особенностей приобретает особое значение при разработке карбонатных резервуаров, имеющих, как правило, весьма сложную структуру пустотного пространства. При разработке месторождений такого типа необходимо учитывать неравномерность распределения трещин и каверн, поскольку они выступают как главные пути фильтрации флюидов (трещины) и формируют емкостное пространство (каверны) в карбонатных резервуарах. Подобные залежи отличаются своим разнообразием и концентрируют весомую часть мировых запасов углеводородов: до 60 % нефти и 40 % газа [Characterization..., 2007]. На территории Российской Федерации такие месторождения распространены в пределах Сибирской платформы, Волго-Уральского и Тимано-Печерского бассейнов, Оренбургского и Актюбинского Приуралья, Прикаспийской впадины и в других регионах страны.

Для детального изучения карбонатных резервуаров необходимо использование широкого спектра геолого-геофизической информации, большую роль в которой играет сейсморазведка. Она должна дать представление о внутреннем строении резервуара и изменении свойств коллектора в межскважинном пространстве. Однако фундаментальные физические свойства сейсмических волновых полей накладывают весьма жесткие ограничения на разрешающую способность методов, опирающихся на отраженные волны. Поэтому, когда речь заходит о трещинных и трещинно-кавернозных типах коллекторов, стандартные сейсмические методы, основанные на применении отраженных волн, не столь эффективны, как в классических терригенных. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов является отсутствие резкой акустической границы на их кровле, что связано с диффузным характером пустот, образованных в процессе растворения и выщелачивания горных пород [Левянт и др., 2010].

Значительного расширения и углубления информации, получаемой сейсмическими методами, удастся добиться путем привлечения рассеянных/дифрагированных волн. Действительно, уже само по себе их присутствие говорит о наличии в среде сингулярных объектов, таких как разломы, трещины, скопления каверн и других. Следовательно, такие волны открывают возможность значительного повышения информативности и разрешающей способности сейсмических методов изучения внутреннего строения среды.

В настоящее время известны несколько подходов, ориентированных на использование рассеянной/дифрагированной составляющей полного волнового поля. Перечислим наиболее распространенные из них.

1. Изучение субвертикальных зон трещиноватости путем возбуждения и последующей регистрации в горных породах дулексных волн и их применение для обнаружения субвертикальных границ [Твердохлебов, Птецов, 2006; Хромова, 2008]. К сожалению, область применения этого способа чрезвычайно узка и ограничена весьма частными случаями зон с протяженной субвертикальной трещиноватостью, обусловленной тектоническими нарушениями.

2. Оптимальное суммирование сейсмической энергии вдоль дифракционных годографов. Здесь наиболее известны продукты Multifocusing компании Geomage [Berkovitch et al., 2009] и CRS (Common Reflection Surface) проф. Д. Гаевского из Института геофизики Гамбургского университета [Dell, Gajewski, 2011]. Успешность применения данных подходов во многом зависит от качества оценки параметров дифракционных годографов. К сожалению, на полевых данных добиться требуемого качества весьма проблематично даже для отраженных волн [Bakulin et al., 2020], а для рассеянных, по нашему мнению, практически невозможно, особенно для участков со сложной верхней частью.

3. Декомпозиция сейсмических данных на отраженную и рассеянную/дифрагированную составляющие. Отличительной особенностью этого подхода является выделение рассеянной/дифрагированной составляющей в пространстве данных. Наиболее заметные успехи здесь достигнуты в группе профессора С. Фомеля из Университета Техаса в Остине. Им предложена и реализована следующая схема, состоящая из двух основных шагов [Merzlikin et al., 2017]:

- разделение отражения и рассеяния/дифракции в пространстве данных;
- построение миграционных скоростей, оптимальных для изображения рассеивающих/дифрагирующих объектов.

Построения основаны на следующем предположении:

в области просуммированных данных регулярные отражения соответствуют сильным когерентным событиям с непрерывно изменяющимися наклонами.

Для того чтобы подавить регулярные отражения, здесь используется так называемый «разрушитель плоских волн» или в оригинальном названии «plane wave destructor» [Fomel, 2002]. Этот оператор оценивает непрерывно изменяющиеся локальные наклоны доминирующих сейсмических событий путем формирования предсказания каждой трассы в данных, исходя из соседних трасс. Далее минимизируется невязка между предсказанной и наблюдаемой трассами с выполнением ограничений на гладкость углов наклона и строится целевая функция, аналогичная дифференциальному семблансу (differential semblance). Наиболее трудная составляющая этого подхода, не всегда устойчиво реализуемая на практике, состоит в определении оптимального азимута, для которого строится «разрушитель плоских волн».

4. Модификация ядра миграционного преобразования Кирхгофа [Koren, Ravve, 2011; Ravve, Koren, 2011] наиболее близка, видимо, к предлагаемому в данной работе подходу построения дифракционных изображений с использованием гауссовых пучков. Именно эта разработка авторов (Paradigm) легла в основу популярной системы обработки данных трехмерной сейсморазведки, известной как EarthStudy 360. Заметим, что этот продукт также ориентирован на трассировку лучей из целевой области по направлению к системе возбуждения и регистрации и работает в области углов.

В данной работе мы представляем технологию специальной обработки данных трехмерной сейсморазведки, ориентированную на выявление залежей углеводородов в карбонатных коллекторах и основанную на применении рассеянных волн. Эти волны образуются на геологических неоднородностях, характерные размеры которых хотя бы в одном направлении существенно меньше длины сейсмических волн и чаще всего связаны с трещиноватостью и кавернозностью горных пород [Поздняков, Чеверда, 2005; Бондарев, 2007; Ланда, 2013; Харахинов, Шленкин, 2015; Козяев и др., 2017; Петров и др., 2019].

В разработанной нами технологии построения трехмерных сейсмических изображений выделение рассеянных волн основано на использовании гауссовых пучков. Гауссов пучок — это специальным образом построенное асимптотическое решение системы уравнений динамической теории упругости, сосредоточенное в узкой окрестности заранее выбранного луча [Бабич, Булдырев, 1972; Роров, 2002]. Построение изображения выполняется в фиксированной точке, из которой выпускается пара продольных лучей — один в направлении источников, а другой в направлении приемников (рис. 1). Построенные лучи полностью определяются заданной макромоделью. Затем для этих лучей строятся соответствующие им продольные гауссовы пучки. Далее на апертурах приемников и источников вычисляются следы построенных пучков, применяемые как веса суммирования исходных данных многократного перекрытия для построения изображения в выбранной точке. В результате получается детальное трехмерное изображение резервуара в рассеянных волнах. Таким образом, строятся изображения с помощью  $PP$ -рассеянных волн. Заметим, что точно так же могут быть построены и изображения в  $PS$ -волнах, т. е. когда используются рассеянные  $S$ -волны. При этом нужно подчеркнуть, что ни для построения изображений в рассеянных  $PP$ -, ни в  $PS$ -волнах не требуется выполнения предварительного разделения полного волнового поля на продольные и поперечные волны [Кутовенко и др., 2010; Protasov et al., 2016, 2019].

Основное внимание в данной работе мы уделяем верификации развитой методики построения изображений разномасштабных геологических объектов. Именно для этого мы создали цифровой двойник одного из лицензионных объектов ПАО «НК «Роснефть», основываясь на геологических и геофизических данных. Кроме того, для расширения возможностей тестирования мы добавили в этот двойник ряд специфических черт, таких как коридоры трещиноватости и зоны повышенной кавернозности. Для построенного цифрового объекта было выполнено численное моделирование и получены синтетические сейсмические волновые поля. Таким образом, мы получили возможность проведения полностью контролируемого численного эксперимента. Убедившись, что разработанные процедуры корректно вос-

станавливают строение цифровой модели, мы провели обработку и реальных данных, которая также дала результаты, не только вполне соответствующие ранее полученным с использованием других подходов, но и несущие дополнительную, весьма важную геологическую информацию.

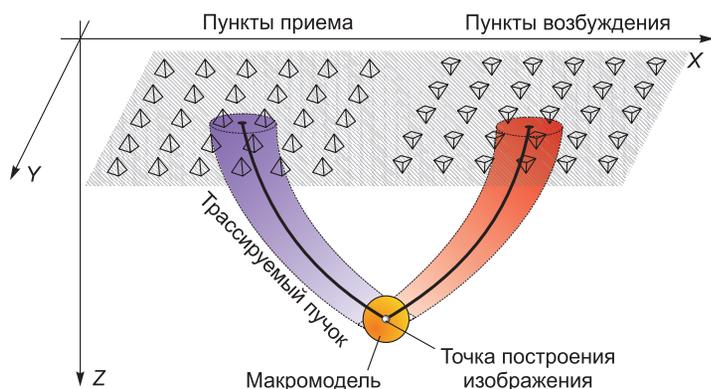


Рис. 1. Схема построения трехмерных изображений рассеянных волн методом гауссовых пучков.

## ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

В качестве основы для создания трехмерной модели было выбрано одно из месторождений севера Восточной Сибири, где основным объектом является карбонатный резервуар рифейского возраста, содержащий залежи массивного типа, тектонически и литологически экранированные. Коллектор этого месторождения представляет собой сложную структуру с двумя видами пустотности — каверны и трещины и характеризуется сильной гетерогенностью и анизотропией свойств. Также сочетает в себе низкую емкость (в среднем 1—2 %) и высокую проницаемость (до 4000 мД), в основном обеспечивающую за счет естественной трещиноватости.

Начальный этап формирования модели заключался в построении ее каркаса, т. е. в описании границ раздела слоев, построенных в результате обработки и интерпретации данных трехмерной сейсморазведки. Параметры упругой среды между этими границами определяются на основе геофизических исследований скважин.

Важной особенностью изучаемого лицензионного участка является наличие разломов, разбивающих резервуар на серию блоков с амплитудами смещения, достигающими сотен метров. Здесь необходимо подчеркнуть, что в настоящее время общепринятым становится понимание геологического разлома как сложного трехмерного геологического объекта [Kolyukhin et al., 2017; Вишнеvский и др., 2017]. Поэтому мы рассматривали разломы как некоторые объемные геологические тела, состоящие из горных пород, деформированных в результате тектонических движений [Faulkner et al., 2010]. Основные характеристики такого движения определяются широким спектром параметров, среди которых тектонический режим, магнитуда смещения слоев, механические свойства окружающих горных пород и другие [Hardy, Finch, 2005, 2007].

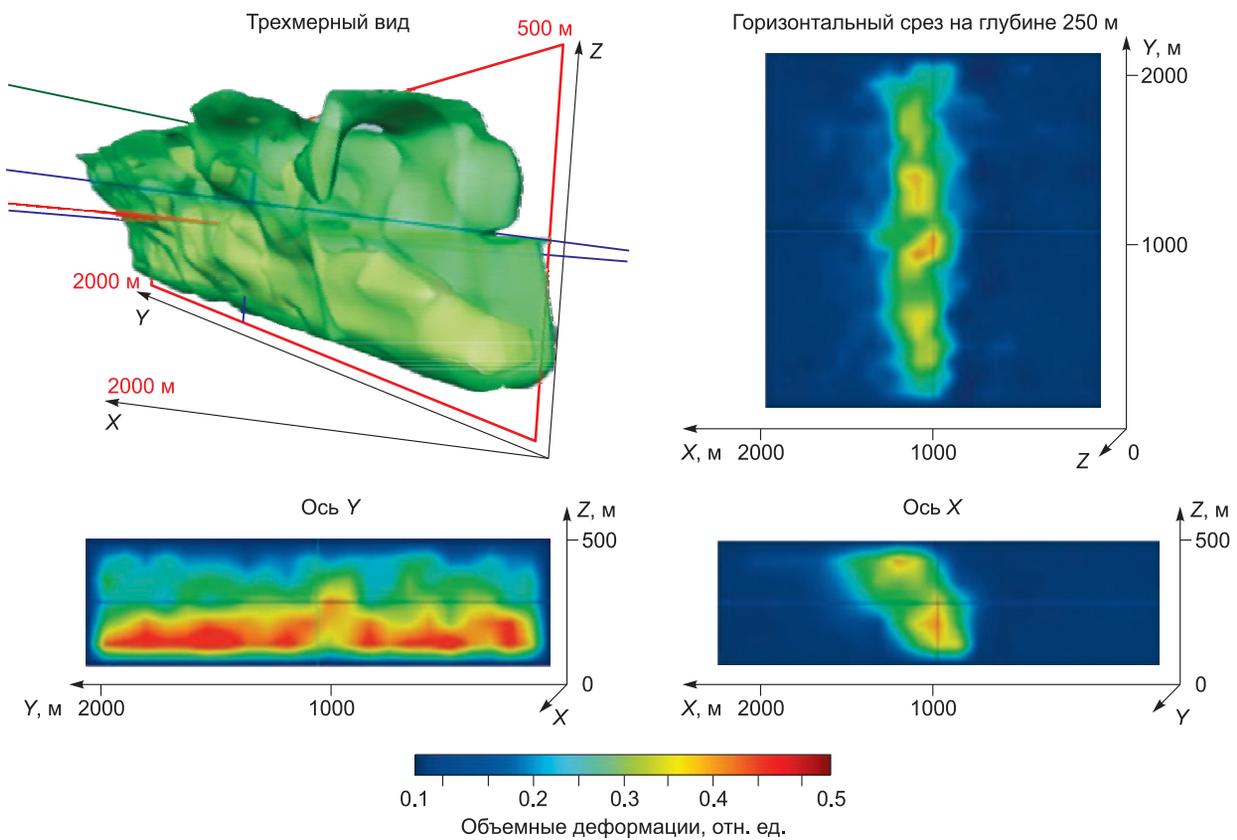
Численное моделирование сложного нелинейного процесса формирования геологических разломов выполнялось методом дискретных элементов. Метод дискретных элементов предполагает представление изучаемой среды в виде набора «дискретных элементов/частиц» простой геометрической формы. В частности, в данной работе используются дискретные элементы в виде шаров различного радиуса, взаимодействующие друг с другом по определенному набору физических законов [Cheverda et al., 2019]. Так, при рассмотрении тектонических процессов одним из основных типов взаимодействия становится трение между элементами, которое определяет так называемый угол внутреннего трения горных пород. Дополнительно может рассматриваться момент вращения элементов и пр., однако на тектоническом уровне связанные с ними эффекты незначительны [Hardy, Finch, 2005]. При этом удобно разделять силы, определяющие нормальные и касательные взаимодействия.

Касательные силы, в частности трение, в основном и определяют свойства среды на макроуровне [Duan et al., 2017]. В свою очередь, для описания внутреннего трения наиболее часто применяется закон Кулона, в соответствии с ним статическое трение определяет взаимодействие между дискретными элементами/частицами до тех пор, пока оно не превысит некоторое пороговое значение, после которого уже определяющей величиной становится трение скольжения. Для большинства геоматериалов коэффициент статического трения равен 0.9, и именно это значение мы использовали в расчетах. Еще одной важной величиной является коэффициент динамического трения. Как правило, он меняется от 0 до 0.4. Именно этот коэффициент определяет такой значимый параметр, как угол внутреннего трения. В данной работе использовался изменяющийся с глубиной коэффициент динамического трения, причем это изменение задавалось в интервале от 0.1 до 0.3.

Главная цель численного моделирования формирования разлома состоит в определении и анализе распределения деформаций в его окрестности, особенно для случая разлома со смещением. Для проведения моделирования выбирался параллелепипед с размерами 2000×2000×500 м. Размер дискретных элементов (шары) варьировался от 2.5 до 15 м. Модули жесткости брали равными 16 ГПа независимо от того, в каком слое они находились. Для учета изменчивости геомеханических свойств среды (слоев) изменялся коэффициент динамического трения в них, что влияло на интенсивность касательных сил. Для моделирования тектонических движений на берегах разломов задавались горизонтальные и вертикальные смещения в качестве граничных условий. На рисунке 2 приведено распределение деформаций в окрестности разлома с амплитудой сброса 100 м и смещением в положительном направлении по Y, равном 50 м.

Выполненные численные эксперименты позволили оценить распределение деформаций в окрестности разломов. Далее, следуя эмпирическому закону, описывающему связь изменчивости относительной объемной деформации с вариациями скоростей продольных волн [Botter et al., 2014], мы определяем вариации упругих параметров в окрестности разломов (рис. 3).

Моделирование внутренней структуры разломов осуществляли с помощью данных геофизических исследований в горизонтальной скважине, вскрывающей разлом на изучаемом месторождении (рис. 4). Конечно, мы отдаем себе отчет, что данных по одной скважине недостаточно для подробного описания тектонической брекчии. Однако заданные в скважине скорости продольных и поперечных

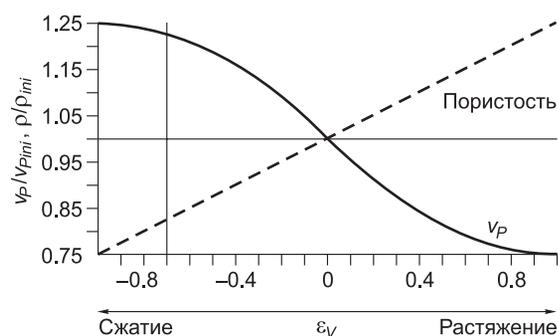


**Рис. 2. Распределение объемных деформаций в окрестности разлома: общий вид и сечения.**

волн, а также плотности позволили откалибровать параметры, использованные при геомеханическом моделировании, что обеспечило получение близкого к реалистичному описанию тектонической брекчии, заполняющей геологические разломы (рис. 5).

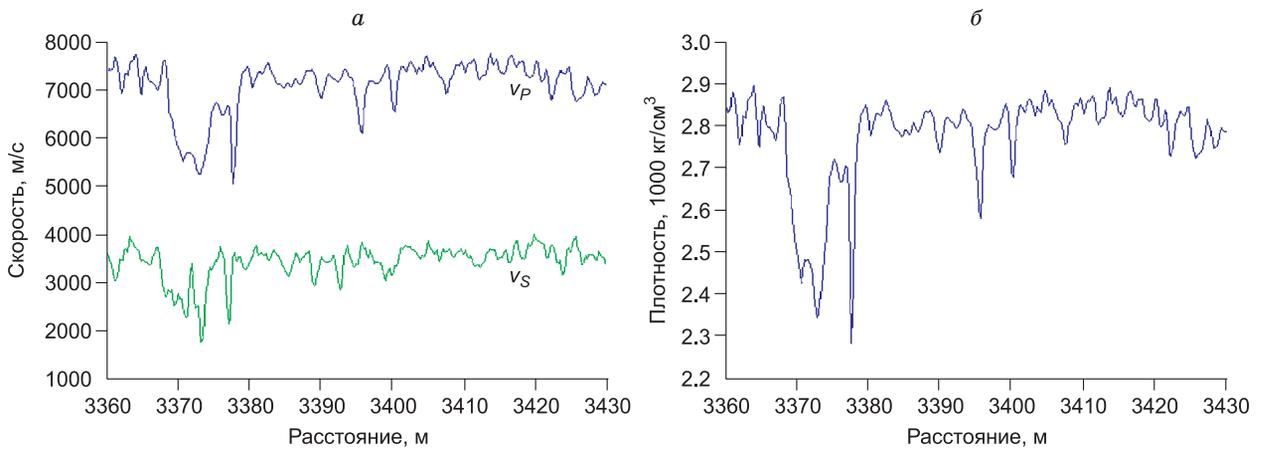
Кроме разломов, исследуемый карбонатный резервуар содержит в различных пропорциях коридоры трещиноватости и каверны, являющиеся основной емкостью (каверны) и транспортными путями (трещины) флюида. Зоны трещиноватости мы вводили в виде двух разнонаправленных систем субвертикальных трещин, полученных путем статистического моделирования методом спектрального разложения случайных полей. Это позволило сгенерировать трещины длиной от 5 до 300 м, образующих реалистичные коридоры трещиноватости. Дополнительно в модель были добавлены интервалы интенсивного кавернообразования, регулярно встречающегося на месторождении. Согласно ядерным исследованиям, эти интервалы по отношению к вмещающим породам обладают повышенной пористостью, достигающей 15—20 %, и небольшими толщинами от 1 до 10 м. Для определения параметров этих зон кавернообразования мы провели статистический анализ десяти цифровых моделей ядра, построенных методом рентгеновской компьютерной томографии [Bazaikin et al., 2017].

Подчеркнем, что при построении сейсмогеологической модели мы не стремимся описать каждую отдельную трещину толщиной в несколько миллиметров. Вместо этого мы строим так называемые коридоры трещиноватости [Questiaux et al., 2010], представляющие скопление трещин, имеющих одну либо несколько выделенных преимущественных ориентаций. Коридоры трещиноватости могут простираться на несколько сотен метров, иметь высоту в первые десятки метров и толщину в первые метры. При их построении



представляющие скопление трещин, имеющих одну либо несколько выделенных преимущественных ориентаций. Коридоры трещиноватости могут простираться на несколько сотен метров, иметь высоту в первые десятки метров и толщину в первые метры. При их построении

**Рис. 3. Относительное изменение скорости продольной волны и плотности породы от объемной деформации.**

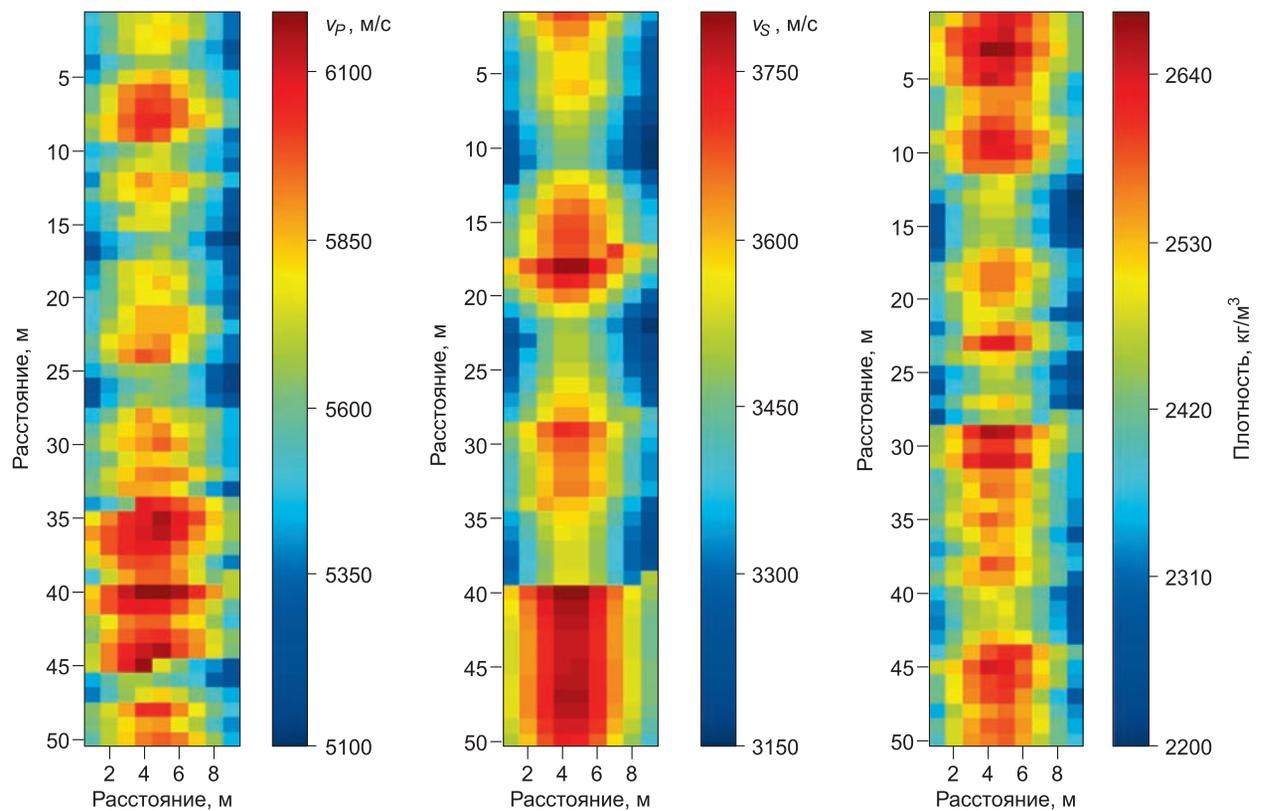


**Рис. 4. Поведение скорости распространения сейсмических волн (а) и плотности (б) вдоль ствола горизонтальной скважины.**

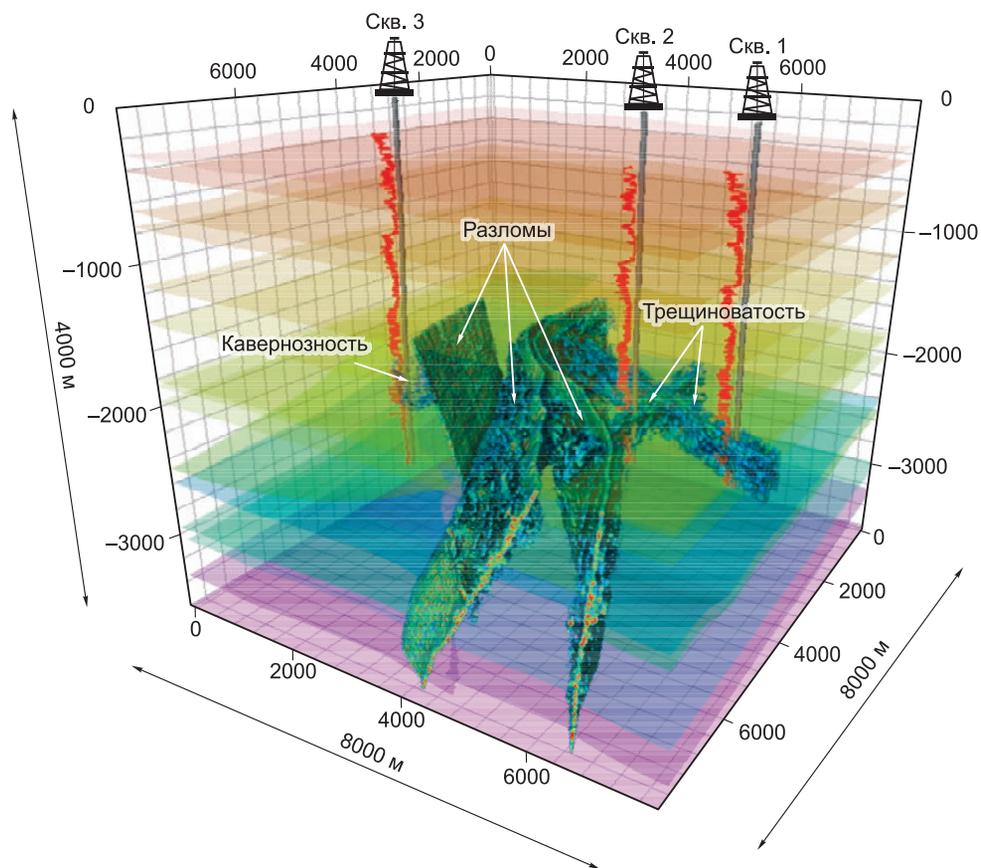
Зона разлома соответствует расстояниям 3370—3380 м.

в геологической модели применяются как прямые наблюдения на обнажениях, так и данные скважинных измерений. В данной работе мы опирались на полученные ранее результаты [Kolyukhin et al., 2017; Козяев и др., 2017; Петров и др., 2019], описывающие строение подобных объектов на основе статистического анализа результатов натурных наблюдений, включая обнажения и данные наблюдения пластовым микросканером UIВ.

На рисунке 6 изображен общий вид каркаса построенной трехмерной модели с нанесенными на него разломами и другими мелкомасштабными неоднородностями. Каркас задается в виде совокупности отражающих границ, геологических разломов, коридоров трещиноватости и зон повышенной ка-



**Рис. 5. Вариации упругих параметров тектонической брекчии, заполняющей разломы.**



**Рис. 6. Каркас сейсмогеологической модели (цифрового двойника геологического объекта).**

Полутонные изображения соответствуют регулярным отражающим поверхностям.

вернозности. Для определения упругих свойств среды, заполняющей этот каркас, мы использовали результаты скоростного анализа, скважинных наблюдений, а также данные лабораторных экспериментов по определению характеристик материала.

Таким образом, в результате проведенных исследований мы создали цифровой двойник изучаемого объекта, предназначенный для проведения численного моделирования сейсмических волновых полей. С помощью разномасштабных геолого-геофизических данных мы смогли обеспечить максимально достоверное описание как отраженных, так и рассеянных/дифрагированных сейсмических волновых полей.

### **ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ**

На следующем шаге, по сути завершающем создание цифрового двойника изучаемого объекта, было выполнено конечно-разностное моделирование трехмерных многокомпонентных данных многократного перекрытия. Подчеркнем еще раз, что именно на этой основе открывается возможность детального анализа особенностей процессов формирования и распространения рассеянных волн, без знания которых невозможны апробация и развитие сейсмических технологий реконструкции внутреннего строения карбонатного резервуара. Кроме того, при этом становится возможным проведение полностью контролируемых численных экспериментов для верификации разработанных методов восстановления строения резервуаров на субсейсмическом масштабе для локализации скоплений трещин и каверн. Именно знание распределения таких микронеоднородностей и обеспечивает выбор стратегии оптимальной разработки резервуаров в карбонатном окружении.

Однако существующие в настоящее время методы численного моделирования сейсмических волн вряд ли могут быть использованы для решения таких разномасштабных задач даже на самых мощных на сегодня высокопроизводительных вычислительных системах. Дело в том, что, как правило, для этого применяются явные конечно-разностные схемы, ориентированные на равномерные сетки с пространственным размером ячейки, равным 0.1—0.2 доминирующей длины волны (это примерно 5—10 м), в то

время как характерные размеры неоднородностей составляют 0.01—0.10 м. Для моделирования взаимодействия сейсмических волновых полей с такими неоднородностями необходимо использовать шаг по пространству, по крайней мере, сравнимый с их размерами. Однако применение шага в 0.05 м во всей целевой области потребует колоссальных вычислительных ресурсов — терабайты оперативной памяти и терафлопы производительности.

Для того, чтобы избежать необходимости привлечения таких нереальных на сегодняшний день вычислительных мощностей, нами были использованы конечно-разностные схемы с локальным пространственно-временным измельчением шагов сетки в областях скопления мелкомасштабных неоднородностей [Костин и др., 2013; Kostin et al., 2015; Landa et al., 2018]. Это обеспечило применение сеток с меняющимися шагами по пространству для корректного представления различных составляющих модели: сравнительно крупный шаг — для описания трехмерно-неоднородной вмещающей среды и гораздо более мелкий — внутри пласта-коллектора и разломных зон (рис. 7). Процессы организованы так, чтобы обеспечить равномерную загрузку вычислительных мощностей и на мелком, и на крупном шаге. Данный подход существенно снижает требования к объемам оперативной памяти и количеству вычислительных процессов.

При проведении вычислений для построенной многомасштабной модели мы провели декомпозицию рассматриваемой модели на два класса:

- вмещающая среда, содержащая отражающие границы и плавно изменяющаяся между ними;
- скопления мелкомасштабных неоднородностей, таких как разломы, заполненные тектонической брекчией, скопления каверн и трещин.

Во вмещающей среде использовался шаг сетки, равный 5 м, а вне нее — сетка с шагом 0.5 м, что и обеспечило возможность довольно точно описать мелкомасштабную изменчивость упругих свойств среды.

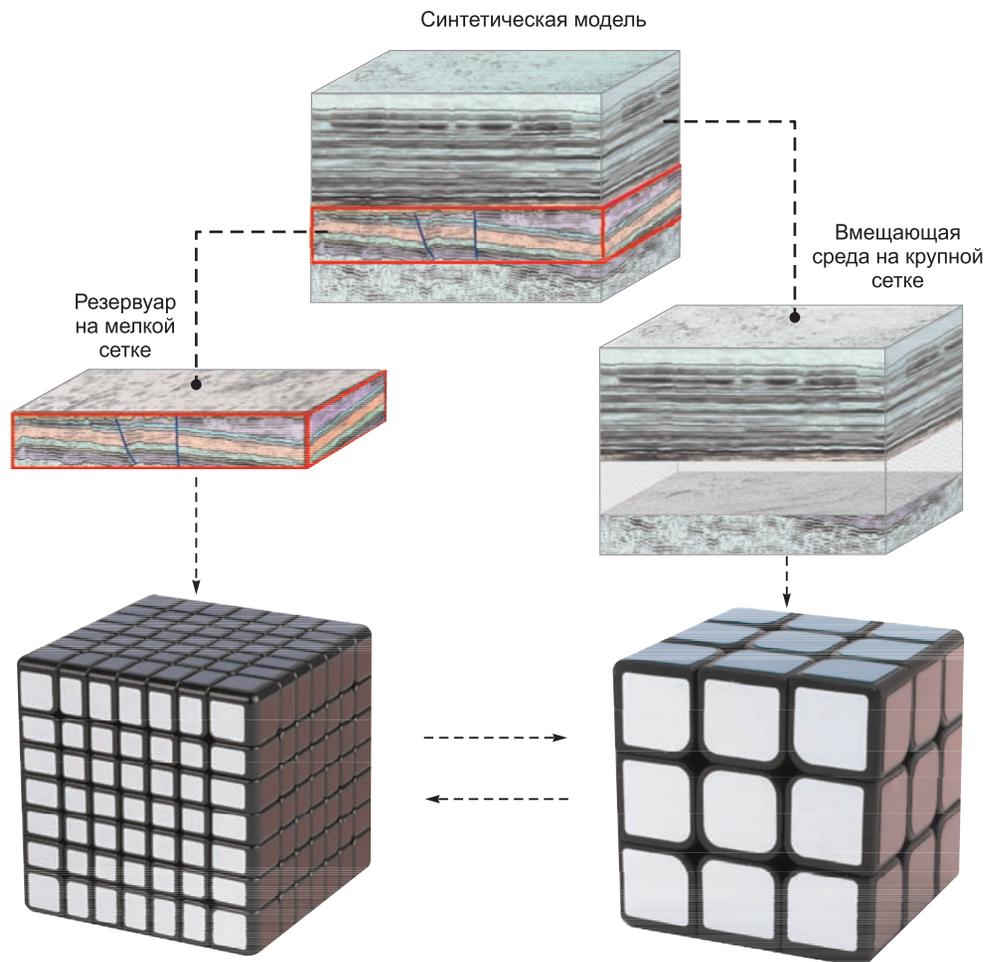
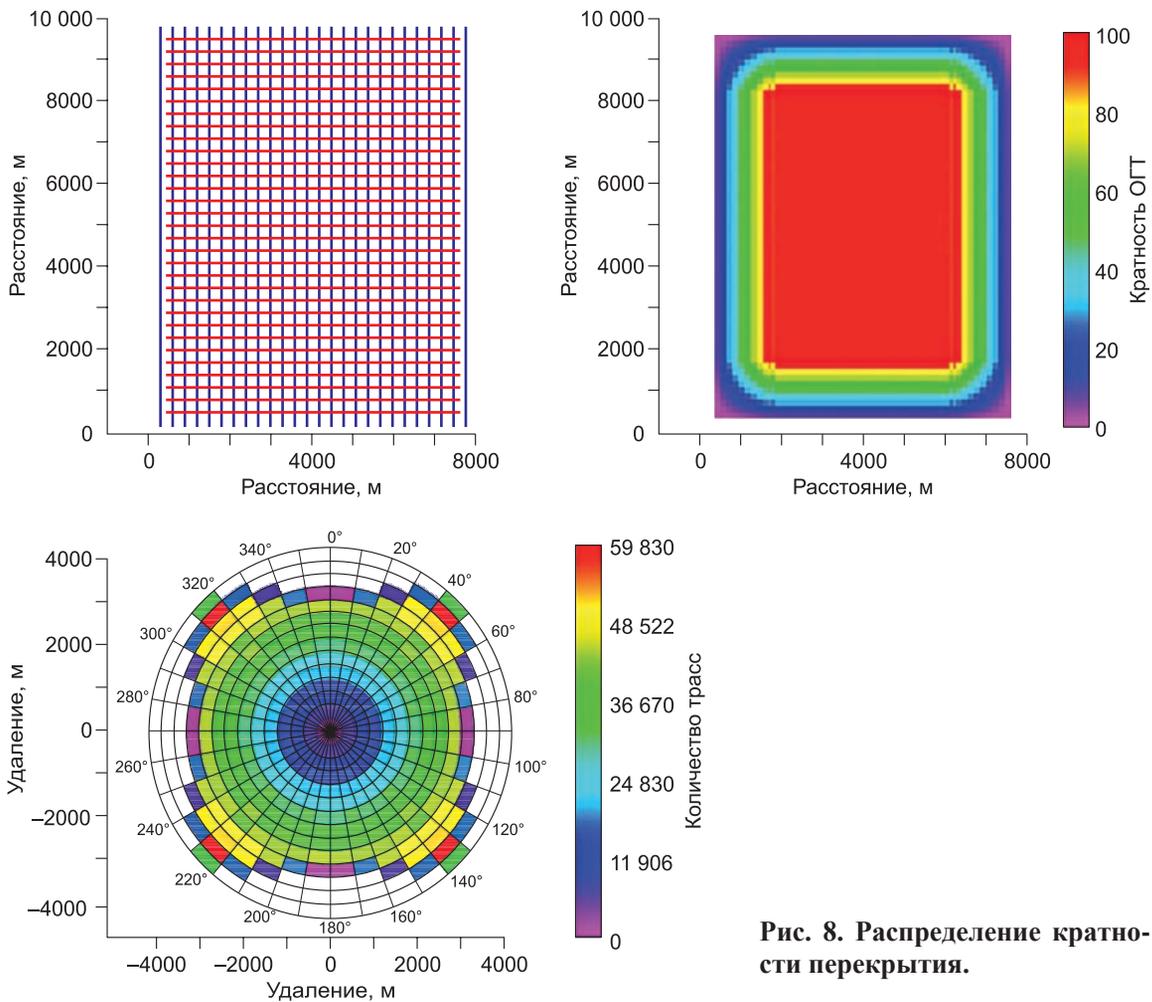
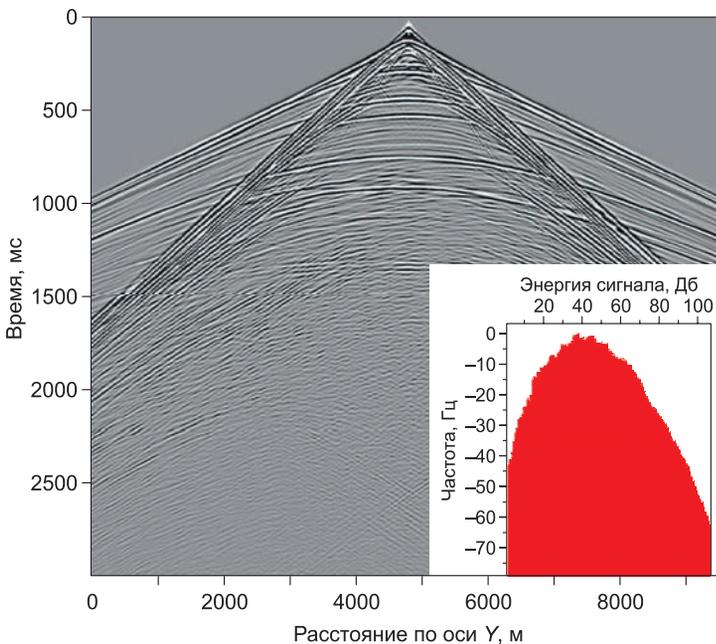


Рис. 7. Декомпозиция полной модели на две составляющие и их загрузка на различные вычислительные мощности.



**Рис. 8. Распределение кратности перекрытия.**

Проведение полномасштабного численного моделирования осуществлялось для модели, заполняющей параллелепипед  $8 \times 10 \times 6$  км, а система наблюдения многократного перекрытия располагалась на поверхности  $Z = 0$  внутри прямоугольника  $8 \times 10$  км.



Трехкомпонентные приемники находились на 25 м друг от друга, а расстояние между линиями приема было взято равным 300 м. Для возбуждения сигнала использовали источник типа центра расширения (взрыв) с шагом 50 м и расстоянием между линиями на 300 м. Это позволило обеспечить кратность перекрытия, равную 100 в подавляющем объеме области наблюдения (рис. 8). В качестве сигнала в источнике использовался импульс Рикера с доминирующей частотой 40 Гц. На рисунке 9 мы приводим сейсмограмму для центральной линии и амплитудно-частотную характеристику.

**Рис. 9. Центральная сейсмограмма и ее амплитудно-частотная характеристика.**

## ПОСТРОЕНИЕ ВОЛНОВЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ В РАССЕЯННЫХ ВОЛНАХ

На заключительном этапе созданная цифровая модель реального месторождения и вычисленное для нее сейсмическое волновое поле применялись сначала для верификации разработанной технологии построения изображения резервуара в рассеянных волнах методом гауссовых пучков, а затем и для обработки данных полевых наблюдений. В отличие от разработанного и использованного ранее метода построения изображений мелкомасштабных объектов с помощью глубинной скоростной модели [Protasov et al., 2019a,b], в данной публикации мы применяем временную скоростную модель. Связано это с тем, что в настоящее время для изучаемого объекта трехмерная глубинная скоростная модель не построена. Поэтому для начала опишем модификацию разработанного ранее алгоритма построения изображений в рассеянных волнах гауссовыми пучками с использованием глубинной скоростной модели. Для этого кратко напомним построение изображений (Image Condition в англоязычной литературе) для  $PP$ -рассеяния, хотя точно также может использоваться и  $PS$ -рассеяние.

В последующих рассуждениях считается, что изучаемая среда представляется в виде суперпозиции двух компонент: вмещающей среды с плавно меняющимися упругими параметрами  $\lambda_0(\mathbf{x})$ ,  $\mu_0(\mathbf{x})$ ,  $\rho_0(\mathbf{x})$  и ее локальных возмущений  $\lambda_1(\mathbf{x})$ ,  $\mu_1(\mathbf{x})$ ,  $\rho_1(\mathbf{x})$ . Далее, на свободной поверхности предполагается известным рассеянное волновое поле  $\Phi(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega)$ , возникающее в результате взаимодействия падающей волны со скоплениями мелкомасштабных неоднородностей. Здесь  $(x_s, y_s)$  — координаты источника,  $(x_r, y_r)$  — приемника,  $\omega$  — временная частота. Затем из внутренней точки целевой области  $\mathbf{x}$  выпускаются два гауссовых пучка в направлении системы наблюдения на свободной поверхности (см. рис. 1):

- продольный гауссов пучок  $\mathbf{T}_P^{gb1}(x, y, z; \mathbf{x}; \gamma, \theta, \beta, az; \omega)$  в область расположения приемников;
- скалярный гауссов пучок  $\mathbf{T}_P^{gb2}(x, y, z; \mathbf{x}; \gamma, \theta, \beta, az; \omega)$  для продольной скорости распространения в область расположения источников.

Для каждого из них вычисляются проекции при  $z = 0$ , и эти проекции используются как веса суммирования при вычислении так называемого селективного изображения во внутренней точке  $\mathbf{x}$ :

$$I_{depth}^{sel}(\mathbf{x}; \gamma, \theta, az, \beta) = \int k(\gamma, \theta, \beta) \cdot T_{gb}^s(x_s, y_s; \mathbf{x}; \omega; \gamma, \theta, az, \beta) \mathbf{T}_{gb}^r(x_r, y_r; \mathbf{x}; \omega; \gamma, \theta, az, \beta) \times \Phi(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega) d\omega dx_s dy_s dx_r dy_r. \quad (1)$$

Здесь  $k(\gamma, \theta, \beta)$  некоторая нормирующая функция [Protasov et al., 2019a], а углы  $\theta, az, \beta, \gamma$  определены на рис. 10. Как показал проведенный в работах [Protasov et al., 2016; Протасов и др., 2017] асимптотический анализ, имеет место следующее представление полученного в (1) выражения:

$$I_{depth}(\mathbf{x}; \theta, az, \beta) = \iiint_{X_{par}(x)} \exp\{i\mathbf{p}\mathbf{x}\} F(\omega(\mathbf{p})) d\mathbf{p} \iiint_{R^3} \exp\{-i\mathbf{p}\mathbf{y}\} f(\mathbf{y}; az, \beta) d\mathbf{y}, \quad (2)$$

где

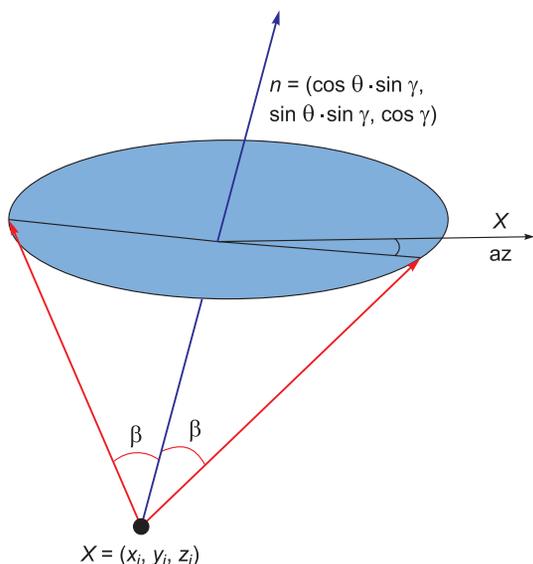
$$f(\mathbf{x}; az, \beta) = \lambda_1 + 2\mu_1 \cos^2(2\beta) + v_{0P}^2 \rho_1 \cos(2\beta). \quad (3)$$

Обратное преобразование Фурье в формуле (2) выполняется не по всему пространству, а по так называемому множеству частичного восстановления, которое определяется шириной частотного диапазона и геометрией используемой системы наблюдения (рис. 11):

$$X_{par} = \left\{ (p_x, p_y, p_z) : \omega_1 \leq \frac{\sqrt{p_x^2 + p_y^2 + p_z^2} v_{P0}(\mathbf{x})}{2 \cos \beta} \leq \omega_2; \gamma_1 \leq \arctan \frac{\sqrt{p_x^2 + p_y^2}}{p_z} \leq \gamma_2, \right. \\ \left. \theta_1 \leq \arcsin \frac{p_y}{p_x} \leq \theta_2 \right\}.$$

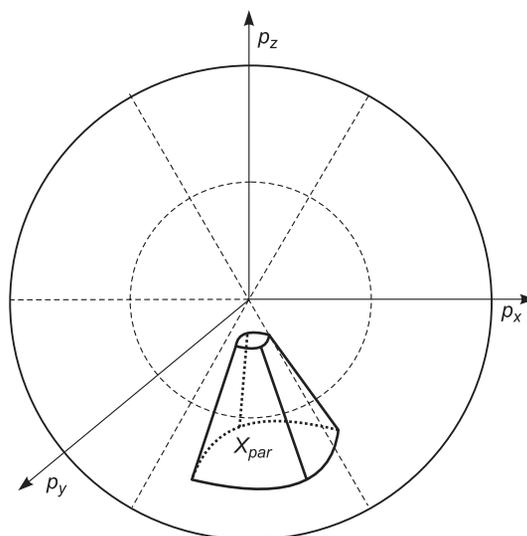
Это позволяет получать изображение не всего объекта, а только той его части, спектр которой попадает в это множество, так называемые селективные изображения. Таким образом, используя различные множества частичного восстановления, мы будем получать отображение различных составляющих изучаемых геологических объектов. Отметим, в частности, что точечные возмущения обладают чрезвычайно широким пространственным спектром и, следовательно, будут присутствовать практически на всех селективных изображениях [Поздняков, Чеверда, 2005; Protasov et al., 2016].

К сожалению, глубинная скоростная модель известна далеко не всегда. В частности, для изучаемого лицензионного участка к настоящему времени она еще не получена. Поэтому для построения изображений в рассеянных волнах мы использовали модель средних скоростей во временном масштабе,



**Рис. 10. Геометрия пары пучков:**

$\beta$  — угол раствора центральных лучей;  $\theta$  и  $\gamma$  — структурные углы биссектрисы угла, определяемого парой центральных лучей;  $az$  — азимут плоскости, определяемой парой центральных лучей по отношению к оси  $X$ .



**Рис. 11. Множество частичного восстановления в спектральной области.**

построенную в результате обработки данных многократного перекрытия по методу ОГТ/ОСТ. Естественно, что и изложенный выше алгоритм, определяемый соотношением (1), был модифицирован для моделей такого типа. Напомним, что в рассматриваемой постановке оба гауссовых пучка идут снизу вверх, но в модели средних скоростей среда выше точки построения изображения предполагается однородной. Следовательно, гауссовы пучки при этом задаются аналитической формулой, что позволяет выполнить интегрирование по частоте  $\omega$  в явном виде. В итоге получим:

$$I_{depth}^{sel}(\mathbf{x}; \gamma, \theta, az, \beta) = \int k(\gamma, \theta, \beta) \cdot T_{gb}^s(x_s, y_s; \mathbf{x}; t = \tau_{gbs}(x_s); \gamma, \theta, az, \beta), \quad (4)$$

$$\mathbf{T}_{gb}^r(x_r, y_r; \mathbf{x}; t = \tau_{gbr}(x_r); \gamma, \theta, az, \beta) \phi(x_r, y_r; x_s, y_s; t = \tau_{gbs}(x_s) + \tau_{gbr}(x_r); dx_s dy_s dx_r dy_r,$$

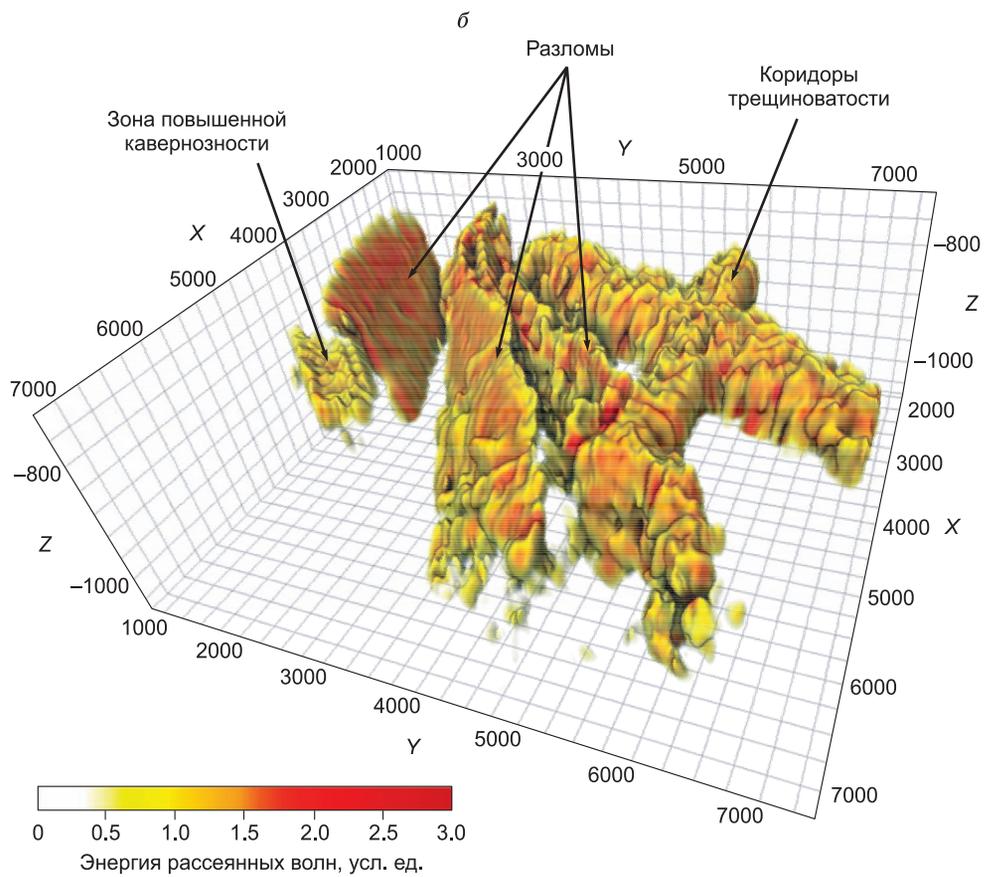
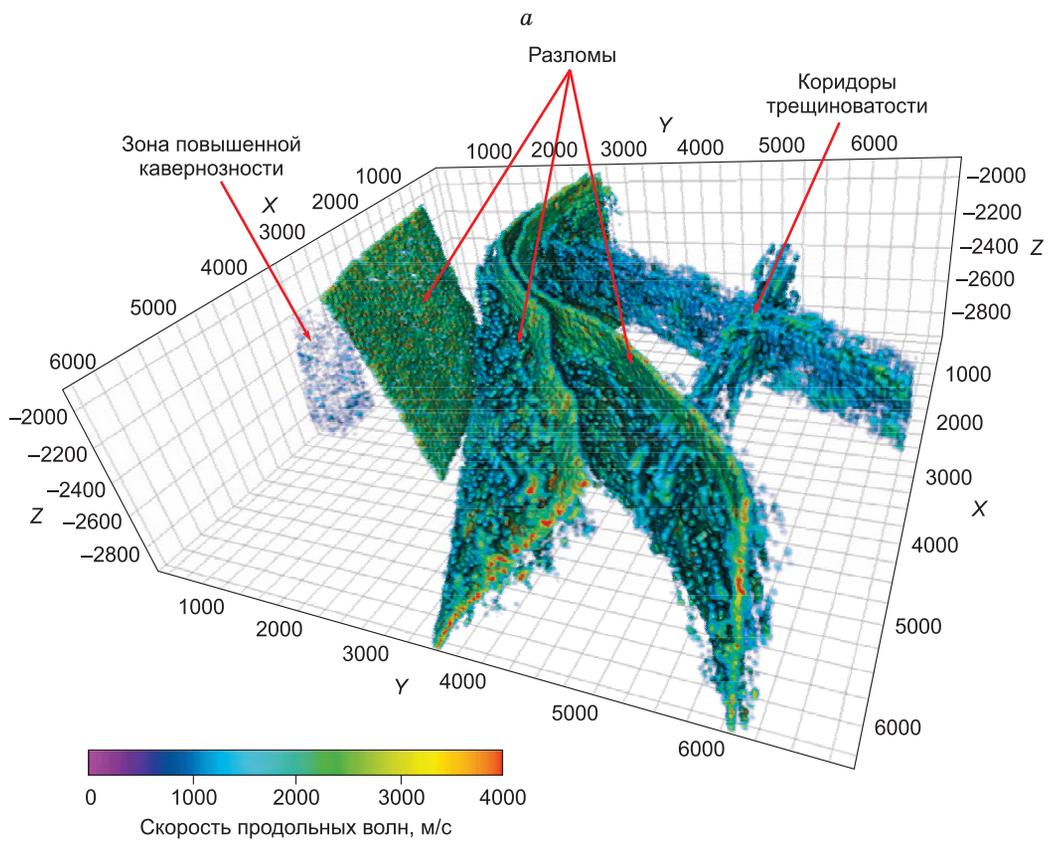
где времена  $\tau_{gbs}(x_s)$  и  $\tau_{gbr}(x_r)$  вычисляются вдоль отрезков прямых, соединяющих точку, в которой строится изображение и точку, где расположены источник и приемник соответственно.

Таким образом, для построения изображения во временной скоростной модели нам нужно взять соотношение (4) для текущей скоростной модели  $v_{0P}$  в точке  $\mathbf{x} = (x_i, y_i, z_i = 0.5t_i v_{0P})$ :

$$I_{time}^{sel}(x_i, y_i, t_i; \gamma, \theta, az, \beta) = I_{depth}^{sel}(x_i, y_i, z_i = 0.5t_i v_{0P}; \gamma, \theta, az, \beta). \quad (5)$$

Как правило, построение изображений в рассеянных волнах выполняется после того, как проведена стандартная обработка по методу отраженных волн, т. е. когда уже известна не только скоростная модель во временной области, но и получены поверхности, порождающие регулярные отраженные волны. Другими словами, когда уже известны геометрические характеристики этих поверхностей и, следовательно, становится возможным выбор структурных углов гауссовых пучков, не совпадающих со структурными углами отражающих поверхностей. Это и позволяет получить изображения, во многом свободные от наличия на них регулярных отражающих границ, но содержащие рассеивающие объекты.

На рисунке 12, а приведены разломы и мелкомасштабная составляющая исходной геологической модели (коридоры трещиноватости и скопления каверн), а на б — построенное изображение в рассеянных волнах. Как видно, и все мелкомасштабные объекты восстановлены корректно и полностью соответствуют модели. Трехмерные изображения модельных неоднородных зон (разломы, трещины, каверны) и их изображение в рассеянных волнах хорошо сопоставляются. Их амплитуды (интенсивность) примерно равны, как и пространственная разрешенность всех объектов, что полностью соответствует полученным теоретическим результатам.

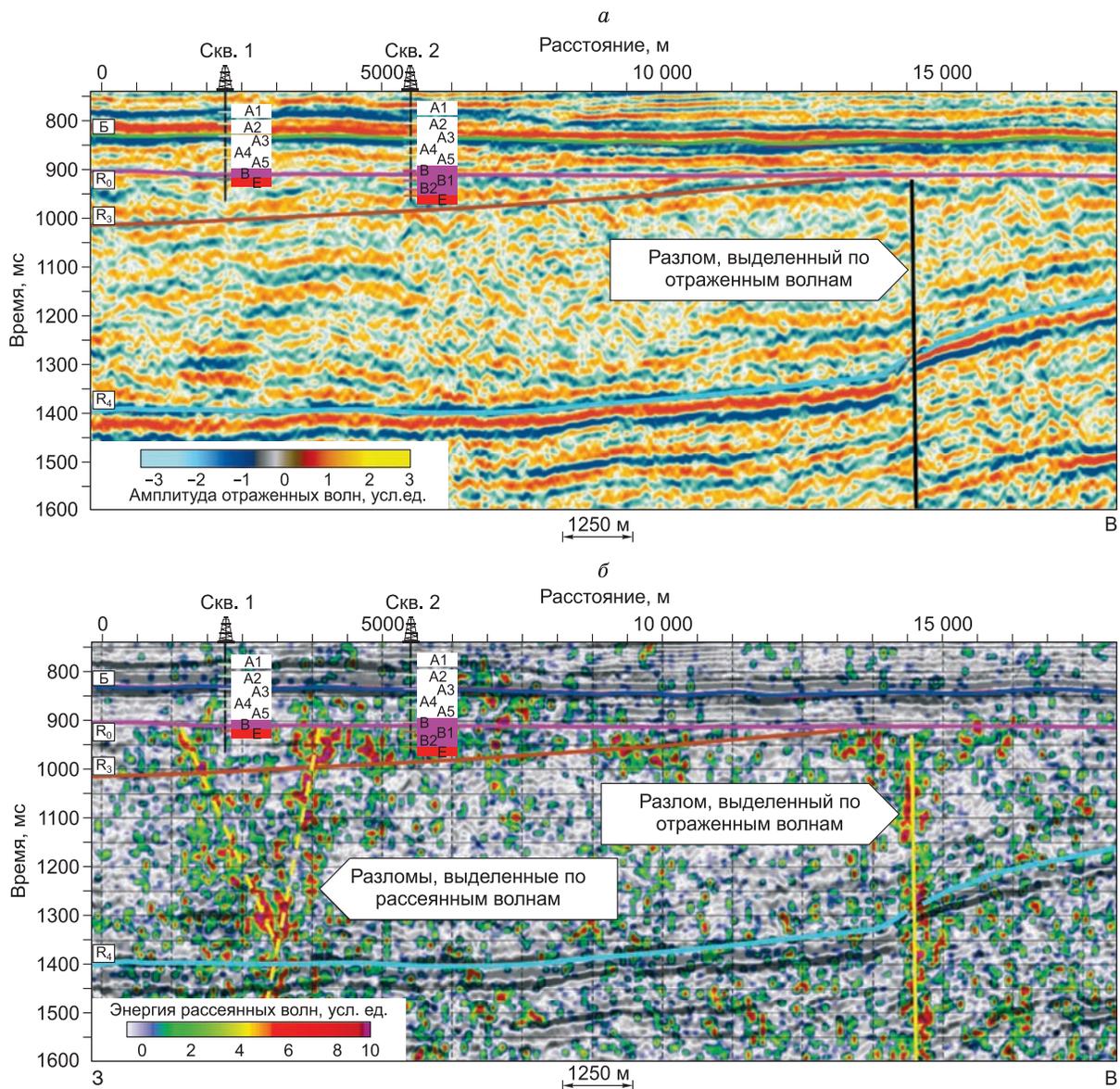


**Рис. 12.** Разломы и мелкомасштабная составляющая исходной модели (а), изображение всей модели в рассеянных волнах (б).

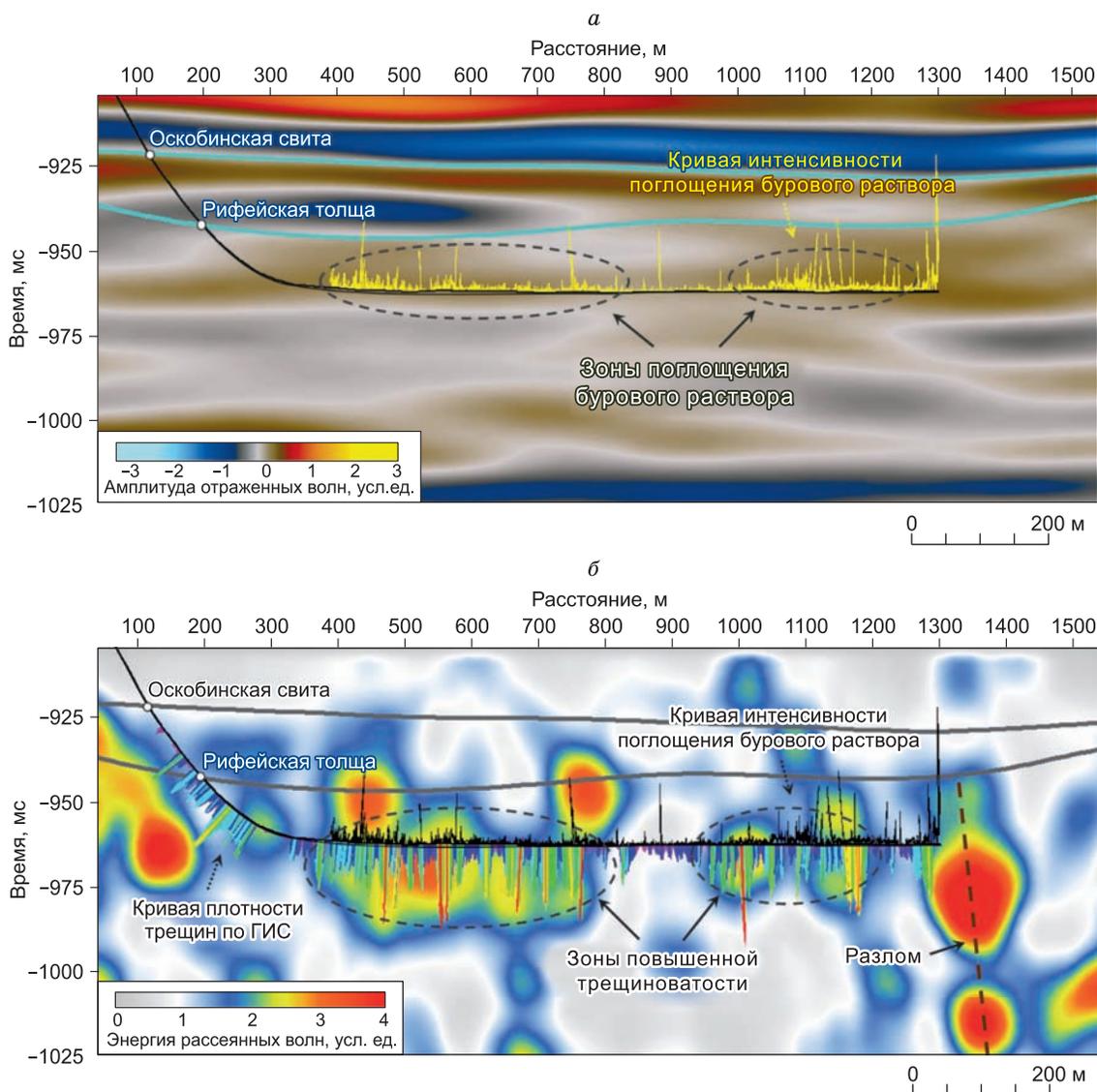
## ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПОЛЕВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

Разработанный метод построения изображений применялся для обработки данных, полученных на ряде месторождений Восточной Сибири. В первую очередь, это месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции, находящиеся в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, в районе Камовского свода Байкитской антеклизы, в административном отношении расположенные в Красноярском крае. Это уникальные по своим размерам месторождения разломно-блокового строения, простирающиеся на несколько десятков тысяч километров. Основной промышленный интерес представляют преимущественно доломитизированные отложения рифейского возраста, с которыми связаны наибольшие объемы ресурсов углеводородов. Согласно принятой в настоящее время концепции, рифейский коллектор представлен породами, проницаемость которых обеспечивается совокупностью сообщающихся макро- и микротрещин и приуроченных к ним каверн и пустот выщелачивания. Диффузный характер распространения таких пустот значительно затрудняет изучение коллекторских свойств по стандартным методам сейсморазведки, базирующихся на отраженных волнах, но в то же время является благоприятным объектом для применения технологии выделения рассеянных волн методом гауссовых пучков.

Применение технологии на одном из исследуемых участков позволило получить детальное изображение целевого рифейского разреза в рассеянных волнах. На полученном изображении удалось ло-



**Рис. 13.** Разрез мигрированного куба отраженных волн (а) и разрез куба энергии рассеянных волн, полученный методом гауссовых пучков (б).



**Рис. 14.** Разрез мигрированного куба отраженных волн вдоль эксплуатационной скважины (а) и разрез куба энергии рассеянных волн, полученный методом гауссовых пучков (б).

кализовать зону повышенной энергии, связанную, вероятно, с ранее пропущенным тектоническим нарушением, слабо различимым на классическом изображении отраженных волн (рис. 13). Факт существования разлома подтверждается результатами бурения двух скважин, вскрывших разновозрастные толщи. Полученные результаты позволят в значительной мере уточнить структурно-тектонический план месторождения и снизить потенциальные геологические риски.

На другом участке, где применялась технология, уже широко велась разработка месторождения, что открыло новую возможность для технологии — использование ее при сопровождении эксплуатационного бурения. Свойства трещинно-кавернового рифейского коллектора сложно прогнозировать из-за их гетерогенности и анизотропии. Продуктивность в основном связана с суммарной интенсивностью и степенью раскрытости вскрываемой скважиной естественной трещиноватости. Так, при бурении одной из горизонтальных скважин было зафиксировано интенсивное поглощение бурового раствора, предположительно связанное с трещиноватостью. Проведенные скважинные исследования пластовым микросканером (UBI) подтвердили данный факт, выявив сильную трещиноватость. Анализ куба рассеянных волн, полученного методом гауссовых пучков, показывает хорошее соответствие между аномалиями в волновом поле с максимумами кривых плотности трещин по ГИС и кривыми поглощения бурового раствора. Достаточно контрастно проявляется и разлом на рис. 14, б, чего нельзя сказать о разрезе куба отраженных волн, где вышеперечисленные особенности не отмечаются (см. рис. 14, а).

Данный результат предполагает расширение возможности применения технологии для мониторинга бурения эксплуатационных скважин. Высокая разрешающая способность технологии позволит применять ее на стадии сопровождения бурения: для проводки горизонтального ствола в зоны улучшенных коллекторских свойств, что снизит риски бурения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный уровень развития технологии обработки сейсмических данных и интерпретации полученных результатов предполагает проведение тщательной апробации новых разработок. Естественно, что на начальной стадии апробация должна производиться на хорошо известных объектах. Наилучшим образом для этого подходят синтетические модели, детально описывающие реальные геологические объекты. Действительно, при этом на всех этапах обработки данных и интерпретации полученных результатов удастся обеспечить полный контроль за ходом восстановления изучаемых геологических объектов. На этой основе открывается возможность для определения оптимальной системы возбуждения и регистрации данных и понимания границ применимости предлагаемого метода для решения конкретной задачи.

Заметим, что такой подход уже в течение довольно длительного времени развивается в созданной при SEG (Society of Exploration Geophysicists) корпорацией SEG Advanced Modelling Corporation (<https://seg.org/News-Resources/Research-and-Data/SEAM>), которая совместно с геологами крупнейших нефтяных компаний создает типичные синтетические модели для решения различных геологических задач, например, таких как:

— построение подсолевых изображений в третичных бассейнах (<https://seg.org/News-Resources/SEG-Advanced-Modeling-SEAM/SEAM-Projects/Phase-I-Subsalt>, 2011);

— вызовы наземной сеймики (<https://seg.org/SEAM/Phase2>, 2018), включая трещиноватые резервуары, пустынные области с карстовыми приповерхностными включениями, предгорья со сложной топографией свободной поверхности;

— прогноз пластового давления на основе сейсмических изображений (<https://seg.org/News-Resources/SEG-Advanced-Modeling-SEAM/SEAM-Projects/Pressure-Prediction>, 2017) и ряд других.

В данной работе мы сосредоточились на построении синтетической модели — цифровом двойнике некоторого геологического объекта, но добавили в него дополнительные элементы, изучение отображений которых в волновых сейсмических полях представляют и самостоятельный интерес — коридоры трещиноватости и зоны повышенной кавернозности. Разработанная технология построения трехмерных сейсмических изображений рассеянных волн методом гауссовых пучков апробировалась именно на такой синтетической реалистичной трехмерной модели карбонатного месторождения Восточной Сибири. Полученные при этом результаты продемонстрировали существенное повышение точности локализации тектонических нарушений и зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-кавернозных коллекторов. Мы рассчитываем, что использование такой технологии позволит заметно повысить успешность геологического моделирования и последующего разведочного и эксплуатационного бурения сложнопостроенных резервуаров.

Мы благодарны анонимному рецензенту и к.ф.-м.н. А.А. Мерецкому за внимательный анализ представленных нами результатов и конструктивные замечания, которые позволили заметно улучшить качество статьи, а также геологам ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» за помощь при построении синтетической модели. За предоставленную информацию выражаем благодарность ПАО «НК «Роснефть» и ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Данная работа частично поддержана Российским научным фондом в рамках выполнения следующих проектов: М.И. Протасов — раздел «Построение волновых изображений в рассеянных волнах» (совместно с В.А. Чевердой), раздел «Обработка данных полевых наблюдений» (совместно с В.В. Шиликовым), проект № 21-71-20002; В.В. Лисица — раздел «Построение цифрового двойника геологического объекта» в части использования метода дискретных элементов для геомеханического моделирования, проект № 21-71-20003; Г.В. Решетова — раздел «Численное моделирование сейсмических волновых полей», проект 20-11-20112; численные расчеты выполнялись на двух высокопроизводительных вычислительных системах: 1) суперкомпьютерный центр Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого ([scc.spbstu.ru](http://scc.spbstu.ru)), 2) Сибирский суперкомпьютерный центр ([sscc.ru](http://sscc.ru)).

## ЛИТЕРАТУРА

**Бабич В.М., Булдырев В.С.** Асимптотические методы в дифракции коротких волн. М., Наука, 1972, 456 с.

**Бондарев В.И.** Сейсморазведка. Екатеринбург, УрГГУ, 2007, 704 с.

**Вишневский Д.М., Колюхин Д.Р., Лисица В.В., Протасов М.И., Решетова Г.В., Ку Д., Тверангер Я.** Корреляционный анализ статистической фашиальной модели разломной зоны // ДАН, 2017, т. 473, № 6, с. 719—723.

**Козяев А.А., Мерзликina А.С., Петров Д.А., Шиликов В.В., Тузовский А.А., Сорокин А.С., Кутукова Н.М., Мельников Р.С., Чеверда В.А.** Выявление зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в карбонатном каверново-трещинном коллекторе по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля // Нефтяное хозяйство, 2017, № 11, с. 20—25.

**Костин В.И., Лисица В.В., Решетова Г.В., Чеверда В.А.** Локальное пространственно-временное измельчение сеток для конечно-разностного моделирования упругих волн в трехмерно-неоднородных разномасштабных средах // СибЖВМ, 2013, № 1, с. 45—55.

**Кутовенко М.П., Протасов М.И., Чеверда В.А.** Использование гауссовых пучков для построения сейсмических изображений в истинных амплитудах по многокомпонентным данным // Технологии сейсморазведки, 2010, № 4, с. 3—13.

**Ланда Е.И.** Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений // Технологии сейсморазведки, 2013, № 1, с. 5—31.

**Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кашеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я.** Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М., ЦГЭ, 2010, с. 250.

**Петров Д.А., Мельник А.А., Шиликов В.В., Тузовский А.А., Мельников Р.С., Волянская В.В., Чеверда В.А., Протасов М.И.** Выявление трещиновато-кавернозных коллекторов на основе интерпретации сейсмических рассеянных волн методом гауссовых пучков // Нефтяное хозяйство, 2019, № 1, с. 6—10.

**Поздняков В.А., Чеверда В.А.** Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем // Геология и геофизика, 2005, т. 46 (3), с. 328—338.

**Протасов М.И., Чеверда В.А., Правдухин А.П., Исаков Н.Г.** Трехмерная анизотропная миграция данных 3Д сейсморазведки на основе гауссовых пучков // Технологии сейсморазведки, 2017, № 1, с. 35—47.

**Твердохлебов Д.Н., Птецов Р.С.** Новые атрибуты анализа тектонических нарушений для создания детальной сейсмогеологической модели резервуаров // Технологии сейсморазведки, 2006, № 4, с. 47—50.

**Харахинов В.В., Шленкин С.И.** Трещинные резервуары нефти и газа. М., Научный мир, 2015, 284 с.

**Хромова И.Ю.** Миграция дуплексных волн — метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса // Геология нефти и газа, 2008, № 3, с. 37—47.

**Bakulin A., Silvestrov I., Dmitriev M., Neklyudov D., Protasov M., Gadyshin K, Dolgov V.** Nonlinear beamforming for enhancement of 3D prestack land seismic data // Geophysics, 2020, v. 85 (3), p. V283—V296.

**Bazaikin Y., Gurevich B., Iglauer S., Lebedev M., Khachkova T., Lisitsa V., Reshetova G.** Effect of CT image size and resolution on the accuracy of rock property estimates // J. Geophys. Res. Solid Earth, 2017, v. 122 (5), 3645—3647.

**Berkovitch A., Belfer I., Hassin Y., Landa E.** Diffraction imaging by multifocusing // Geophysics, 2009, v. 74 (6), p. WCA75—WCA81.

**Botter C., Cardozo N., Hardy S., Lecomte I., Escalona F.** From mechanical modeling to seismic imaging of faults: A synthetic workflow to study the impact of faults on seismic // Mar. Petrol. Geol., 2014, v. 57, p. 187—207.

**Characterization of fractured reservoirs.** Schlumberger, 2007, <https://www.slb.com/-/media/files/theme/brochure/cb-characterization-09os0003.aspx>

**Cheverda V., Lisitsa V., Protasov M., Reshetova G., Glinsky B., Cheynykh I., Merzlikina A., Volyanskaya V., Petrov D., Melnik A., Shilnikov V.** Digital twins of multiscale SD heterogeneous geological objects: 3D simulations and seismic imaging of faults, fractures and caves // J. Phys. Conf. Ser., 2019, v. 1392, p. 012051.

**Dell S., Gajewski D.** Common-reflection-surface based workflow for diffraction imaging // Geophysics, 2011, v. 76, p. S187—S195.

**Duan K., Kwok C.Y., Ma X.** DEM simulations of sandstone under true triaxial compressive tests // Acta Geotech., 2017, № 12(3), p. 495—510.

**Faulkner D.R., Jackson A.L., Lunn R.J., Schlische R.W., Shipton Z.K., Wibberley Z.K., Withjack M.O.** A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones // J. Struct. Geol., 2010, v. 32, p. 1557—1575.

- Fomel S.** Application of plane-wave destruction filter // *Geophysics*, 2002, v. 67, p. 1946—1960.
- Hardy S., Finch E.** Discrete-element modelling of detachment folding // *Basin Res.*, 2005, v. 17 (4), p. 507—520.
- Hardy S., Finch E.** Mechanical stratigraphy and the transition from trishear to kink-band fault-propagation fold forms above blind basement thrust faults: A discrete-element study // *Mar. Pet. Geol.*, 2007, v. 24, p. 75—90.
- Kolyukhin D.R., Lisitsa V.V., Protasov M.I., Qu D., Reshetova G.V., Tveranger J., Tcheverda V.A., Vishnevsky D.M.** Seismic imaging and statistical analysis of fault facies models // *Interpretation*, 2017, v. 5 (4), p. SP71—SP82.
- Koren Z., Ravve I.** Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part 1. Directional and reflection image gathers // *Geophysics*, 2011, v. 76 (1), p. S1—S13.
- Kostin V.I., Lisitsa V.V., Reshetova G.V., Tcheverda V.A.** Local time-space mesh refinement for simulation of elastic wave propagation in multi-scale media // *J. Comput. Phys.*, 2015, v. 281, p. 669—689.
- Landa E., Reshetova G., Tcheverda V.** Modeling and imaging of multiscale geological media: exploding reflectors revisited // *Geosciences*, 2018, v. 8 (12), p. 486.
- Merzlikin D., Meckel T.A., Fomel S., Sripanich Y.** Diffraction imaging of high-resolution 3D P-cable data from the Gulf of Mexico using azimuthal plane-wave destruction // *First Break*, 2017, v. 35 (2), p. 35—41.
- Popov M.M.** Ray theory and Gaussian beam method for geophysicists. Universidade Federal da Bahia, 2002, 156 p.
- Protasov M.I., Reshetova G.V., Tcheverda V.A.** Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis // *Geophys. Prosp.*, 2016, v. 64 (1), p. 68—82.
- Protasov M.I., Gadyshin K.G., Tcheverda V.A., Pravduhin A.P.** 3D diffraction imaging of fault and fracture zones via image spectral decomposition of partial images // *Geophys. Prosp.*, 2019a, v. 67 (5), p. 1256—1270.
- Protasov M.I., Tcheverda V.A., Pravduhin A.P.** 3D true-amplitude anisotropic elastic Gaussian beam depth migration of 3D irregular data // *J. Seism. Explor.*, 2019b, v. 28 (2), p. 121—146.
- Questiaux J.-M., Gary D., Couples G.D., Ruby N.** Fractured reservoirs with fracture corridors // *Geophys. Prosp.*, 2010, v. 58, p. 279—295.
- Ravve I., Koren Z.** Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part 2. Local angle domain // *Geophysics*, 2011, v. 76 (2), p. S51—S64.

*Поступила в редакцию 18 мая 2020 г.,  
принята в печать 4 сентября 2020 г.*