



(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.10.17

(21) Номер заявки
202092104

(22) Дата подачи заявки
2019.03.28

(51) Int. Cl. **G01V 1/30** (2006.01)

**(54) ФУНКЦИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ДЛЯ НАКЛОННЫХ
ОРТОРОМБИЧЕСКИХ СРЕД**

(31) **62/650,574**

(32) **2018.03.30**

(33) **US**

(43) **2021.01.19**

(86) **PCT/US2019/024510**

(87) **WO 2019/191382 2019.10.03**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**БИПИ КОРПОРЕЙШН НОРТ
АМЕРИКА ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:
Сун Сяолэй (US)

(74) Представитель:
**Гизатуллина Е.М., Угрюмов В.М.,
Строкова О.В., Христофоров А.А.,
Гизатуллин Ш.Ф., Костюшенкова
М.Ю., Лебедев В.В., Парамонова К.В.
(RU)**

(56) WO-A1-2015104059
XIAOLEI SONG AND TARIQ
ALKHALIFAH: "Modeling of pseudoacoustic P-
waves in orthorhombic media with a low-
rank approximation", GEOPHYSICS, SOCIETY OF
EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 78,

no. 4, 1 July 2013 (2013-07-01), pages C33-C40,
XP001583503, ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/
GE02012-0144.1 [retrieved on 2013-06-21], abstract
paragraphs: "Theory" and "Numerical examples",
page C40, column 2, lines 9-14

US-B2-9348044

XIAOLEI SONG AND SERGEY FOMEL:
"Fourier finite-difference wave propagation",
GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION
GEOPHYSICISTS, US, vol. 76, no. 5, 1 September
2011 (2011-09-01), pages T123-T129, XP001570999,
ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/GE02010-0287.1
[retrieved on 2011-11-14], the whole document

XIAOLEI SONG ET AL.: "Lowrank
finite-differences and lowrank Fourier finite-
differences for seismic wave extrapolation in
the acoustic approximation", GEOPHYSICAL
JOURNAL INTERNATIONAL, vol. 193, no.
2, 1 May 2013 (2013-05-01), pages 960-969,
XP055591416, GB ISSN: 0956-540X, DOI:
10.1093/gji/ggt017, the whole document

FEI T. W. ET AL.: "Hybrid Fourier finite-
difference 3D depth migration for anisotropic media",
GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION
GEOPHYSICISTS, US, vol. 73, no. 2, 1 March
2008 (2008-03-01), pages S27-S34, XP001511379,
ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/1.2828704, abstract.
paragraph: "introduction"

(57) Системы и способы, которые предусматривают получение данных о нефтегазовом пласте-коллекторе, получение указания, связанного с выбором функции распространения волнового поля, применение функции распространения волнового поля на основе конечных преобразований Фурье и конечных разностей с целью моделирования волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, и обработку данных о пласте-коллекторе в сочетании с функцией распространения волнового поля с целью создания выходных данных для применения в сейсмических исследованиях над областью геологической среды, которая содержит нефтегазовый пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

Предшествующий уровень техники настоящего изобретения

Настоящее изобретение в целом относится к анализу сейсмических данных и, конкретнее, к применению функции распространения волнового поля с целью обработки данных сейсмических наблюдений.

Цель настоящего раздела заключается в представлении различных аспектов области техники, которые могут быть связаны с различными аспектами настоящего изобретения, описанными и/или заявленными ниже. Авторы считают, что это обсуждение поможет получить общую информацию, которая способствует лучшему пониманию различных аспектов настоящего изобретения. Соответственно следует иметь в виду, что эти утверждения следует рассматривать в таком свете, а не как признание известного уровня техники.

Сейсмическая съемка предусматривает создание изображения или карты области геологической среды земли, для чего в недра посылают акустическую волну и регистрируют отраженную акустическую волну, которая возвращается от геологических слоев, находящихся в области геологической среды. Во время сейсмической съемки источник волн помещают в разные местоположения на или над участком поверхности земли, который может содержать залежи углеводородов. При каждом срабатывании источника генерирует сейсмический сигнал (например, акустическую волну), который проходит вниз в землю, отражается, и когда возвращается, его регистрируют при помощи одного или нескольких приемников, размещенных на или над областью геологической среды земли. Сейсмические данные, зарегистрированные приемниками, впоследствии могут использовать для создания изображения или профиля соответствующей области геологической среды.

Раскрытие настоящего изобретения

Ниже приведено краткое изложение некоторых вариантов изобретения, раскрытого в настоящем документе. Следует понимать, что эти аспекты представлены только для того, чтобы обеспечить краткое описание этих некоторых вариантов осуществления, и что эти аспекты не предназначены для ограничения объема настоящего изобретения. Действительно, настоящее раскрытие может охватывать различные аспекты, которые могут не быть изложены ниже.

Так сейсмическая обработка может предусматривать миграцию сейсмических данных, обработку методом полноволновой инверсии, обратную временную миграцию и другие технические решения, в которых используют точные (и часто сложные) представления геологической среды. Создаваемое представление геологической среды можно назвать функцией распространения волнового поля (или функцией распространения волн), и в качестве способов распространения волн с целью создания различных типов функций распространения волнового поля для сейсмической обработки могут применять различные технические решения. Согласно некоторым вариантам осуществления эти способы распространения могут включать в себя псевдоспектральный (PS) способ распространения волн, способ распространения волн в наклонных поперечно-изотропных средах (TTI) (например, способ распространения волн в наклонной поперечно-изотропной среде с использованием конечных разностей и преобразования Фурье (FFD)) и способ распространения волн в наклонных орторомбических средах с использованием конечных разностей и преобразования Фурье (TORFFD) (который, например, может представлять собой цепной оператор конечных преобразований Фурье и конечных разностей). Ниже будет более подробно описано как применение способа распространения волн TORFFD может обеспечить более высокоразрешенные изображения области геологической среды, содержащей нефтегазовый пласт-коллектор и имеющей структурные или стратиграфические особенности, которые способствуют присутствию, миграции или накоплению углеводородов, при этом изображения создают путем обработки полученных сейсмических данных, связанной со способом распространения волн в наклонных поперечно-изотропных средах, с сокращением, по меньшей мере, времени обработки, необходимого для применения псевдоспектрального способа распространения волн.

Краткое описание фигур

Различные аспекты настоящего раскрытия изобретения могут быть более понятными после прочтения следующего подробного описания и рассмотрения прилагаемых чертежей.

На фиг. 1 представлена блок-схема различных процессов, которые могут быть выполнены на основе анализа сейсмических данных, собранных при помощи системы сейсмической съемки согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 2 представлена схема морской съемки в морских условиях согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 3 представлена схема второй системы морской съемки в морских условиях согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 4 представлена блок-схема вычислительной системы, при помощи которой операции, описанные в настоящем документе, могут выполнять на основе данных, собранных при помощи системы морской съемки, которая представлена на фиг. 2 и/или второй системы морской съемки, которая представлена на фиг. 3, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 5 представлена блок-схема способа создания сейсмического изображения при помощи вычислительной системы, представленной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 6 согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе, представлены снимки псевдоакустического волнового поля для двух примененных в вычислительной системе технических решений моделирования наклонных орторомбических сред, вычислительная система представлена на фиг. 4.

На фиг. 7 представлен пример первого сейсмического изображения, созданного при помощи вычислительной системы, показанной на фиг. 4 с применением способа распространения волн ТТИ согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 8 представлен пример сейсмического изображения, созданного при помощи вычислительной системы, представленной на фиг. 4 с применением псевдоспектрального способа распространения волн в наклонной орторомбической среде согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе; и

На фиг. 9 представлен пример первого сейсмического изображения, созданного при помощи вычислительной системы, представленной на фиг. 4 с применением способа распространения волн FFD в наклонной орторомбической среде согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

Подробное раскрытие настоящего изобретения

Ниже следует описание одного или нескольких конкретных вариантов осуществления. Для краткости описания этих вариантов осуществления в описании изобретения представлены не все отличительные признаки фактической реализации. Следует понимать, что при разработке любой подобной фактической реализации, как и в любом техническом или конструкторском проекте, для достижения конкретных целей разработчиков необходимо принимать множество решений с учетом особенностей реализации, например, о соответствии системным и бизнес-ограничениям, которые в разных реализациях могут быть разными. Кроме того, следует понимать, что такая разработка может быть сложной и трудоемкой, но тем не менее, для специалистов в данной области техники, понимающих преимущества от настоящего изобретения, она будет представлять собой обычную процедуру проектирования, изготовления и производства.

Сейсмические данные могут дать ценную информацию в части того, что касается описания, например, местоположения и/или изменения залежей углеводородов в области геологической среды земли. Различные технические решения для обработки, например, применение различных способов распространения волн для конкретных выбранных сред (например, для представлений области геологической среды Земли, выбранных в качестве функций распространения волнового поля) приводят в итоге к созданию различных изображений, полученных за счет обработки сейсмических данных, и/или различному времени на создание различных изображений, полученных за счет обработки сейсмических данных. Следовательно, могут возникать ситуации, когда для конкретной выбранной среды (или функции распространения волнового поля) может быть выгодным конкретный тип способа распространения волн. В настоящей заявке подробно описан по меньшей мере один способ распространения волн, который могут успешно применять в отношении наклонной орторомбической среды (TOR).

Для начала отметим, что сейсмические данные могут быть собраны при помощи разнообразных систем и технических решений для сейсмической съемки, два из них описаны со ссылкой на фиг. 2 и 3. Независимо от технического решения, применяемого для сбора сейсмических данных, после того, как сейсмические данные собраны, вычислительная система может анализировать собранные сейсмические данные и может использовать результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограмму, карту геологических формаций и пр.) для выполнения различных операций в отраслях поиска, разведки и добычи углеводородов. Например, на фиг. 1 представлена блок-схема способа 10, в которой отражены различные процессы, которые могут быть осуществлены, исходя из анализа собранных сейсмических данных. Несмотря на то, что способ 10 описан в определенном порядке, следует отметить, что способ 10 могут выполнять в любом подходящем порядке.

На фиг. 1 в блоке 12 местоположения и свойства залежей углеводородов в области геологической среды земли, связанной с соответствующей сейсмической съемкой, могут определять на основе проанализированных сейсмических данных.

Согласно одному варианту осуществления собранные сейсмические данные могут анализировать с целью создания карты или профиля, который иллюстрирует разные геологические формации в области геологической среды. Исходя из определенных местоположений и свойств залежей углеводородов, в блоке 14 могут изучать некоторые участки или части области геологической среды. То есть, организации, которые занимаются поисками и разведкой углеводородов, могут использовать местоположения залежей углеводородов для определения местоположений для бурения на поверхности области геологической среды земли. В этой связи организации, которые занимаются поисками и разведкой углеводородов, могут использовать местоположения и свойства залежей углеводородов и соответствующие им верхние части разреза для определения направлений, вдоль которых бурить, как бурить в недра земли и т.п.

После размещения разведочного оборудования в области геологической среды при помощи естественно фонтанирующих скважин, скважин с механизированной добычей и т.п. в блоке 16 могут добывать

углеводороды, которые находятся в залежах углеводородов. В блоке 18 добытые углеводороды могут транспортировать на перерабатывающие заводы и т.п. при помощи транспортных средств, трубопроводов и т.п. В блоке 20 добытые углеводороды могут перерабатывать согласно различным способам переработки для получения различных продуктов из углеводородов.

Следует отметить, что процедуры, описанные в связи со способом 10, могут предусматривать другие подходящие способы, которые могут исходить из местоположений и свойств залежей углеводородов в соответствии с сейсмическими данными, собранными при помощи одной или нескольких сейсмических съемок. В этой связи следует понимать, что описанные выше способы не претендуют на представление исчерпывающего списка способов, которые могут осуществлять после определения местоположений и свойств залежей углеводородов в области геологической среды.

С учетом вышесказанного на фиг. 2 представлена схема 22 морской съемки (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1), которую могут применять для сбора сейсмических данных (например, сейсмических сигналов) об области геологической среды в морской среде. Как правило, морскую сейсмическую съемку с применением морской системы 22 съемки могут выполнять в океане 24 или другом водоеме над областью 26 геологической среды земли, которая находится под дном 28 моря.

Морская система 22 съемки может предусматривать судно 30, один или несколько сейсмических источников 32, (сейсмическую) косу 34, один или несколько (сейсмических) приемников 36 и/или другое оборудование, полезное для получения сейсмических изображений, которые характеризуют геологические формации в области 26 геологической среды земли. Судно 30 может буксировать сейсмический источник (источники) 32 (например, группу пневмопушек), который может генерировать энергию, например акустические волны (например, сейсмические сигналы), которые направлены ко дну 28 моря. Судно 30 может также буксировать сейсмическую косу 34 с приемником 36 (например, гидрофонами), который может получать сейсмические сигналы, представляющие собой энергию, сгенерированную сейсмическим источником (источниками) 32, после ее отражения от различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок и пр.) в области 26 геологической среды. Кроме того, несмотря на то, что описание морской системы 22 съемки предусматривает один сейсмический источник 32 (представленный на фиг. 2 как группа пневмопушек) и один приемник 36 (представлен на фиг. 2 как набор гидрофонов), следует отметить, что морская система 22 съемки может содержать множество сейсмических источников 32 и множество приемников 36. Таким же образом, несмотря на то, что выше в описаниях морская система 22 съемки имеет одну сейсмическую косу 34, следует отметить, что морская система 22 съемки может предусматривать несколько сейсмических кос, аналогичных сейсмической косе 34. Кроме того, для эксплуатации морской системы 22 съемки дополнительные суда 30 могут предусматривать дополнительный источник (источники) 32, сейсмическую косу (косы) 34 и т.п.

На фиг. 3 представлена схема системы 38 наземной съемки (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1), которую могут применять для получения информации об области 26 геологической среды Земли в неморской среде. Система 38 наземной съемки может предусматривать наземный сейсмический источник 40 и наземный приемник 44. Согласно некоторым вариантам осуществления система 38 наземной съемки может предусматривать несколько наземных сейсмических источников 40 и один или несколько наземных приемников 44 и 46. Для целей настоящего описания наземная система 38 съемки предусматривает наземный сейсмический источник 40 и два наземных приемника 44 и 46. Наземный сейсмический источник 40 (например, сейсмический вибратор) могут располагать на поверхности 42 земли над изучаемой областью 26 геологической среды. Наземный сейсмический источник 40 может генерировать энергию (например, акустические волны, сейсмические сигналы), которую направляют в область 26 геологической среды Земли. По достижении различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок) в области 26 геологической среды энергия, исходящая из наземного сейсмического источника 40, может отражаться от этих геологических формаций и ее могут принимать или регистрировать одним или несколькими наземными приемниками (например, 44 и 46).

Согласно некоторым вариантам осуществления наземные приемники 44 и 46 могут распределять по поверхности 42 земли согласно схеме, напоминающей сетку. По существу, каждый наземный приемник 44 или 46 может получать отраженный сейсмический сигнал в ответ на энергию, направленную в область 26 геологической среды Земли при помощи сейсмического источника 40. В некоторых случаях один сейсмический сигнал, сгенерированный сейсмическим источником 40, может отражаться от разных геологических формаций и его могут регистрировать разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, сейсмический источник 40 может испускать энергию, которая может быть направлена в область 26 геологической среды в виде сейсмического сигнала 48. Первый приемник 44 может получать отражение сейсмического сигнала 48 от одной геологической формации, а второй приемник 46 может получать отражение сейсмического сигнала 48 от другой геологической формации. По существу, первый приемник 44 может получать отраженный сейсмический сигнал 50, а второй приемник 46 может получать отраженный сейсмический сигнал 52.

Независимо от того, как собраны сейсмические данные, вычислительная система (например, для

применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1) может анализировать сейсмические сигналы, собранные приемниками 36, 44, 46, с целью выявления сейсмической информации, связанной с геологическим строением, местоположением и характерной особенностью залежей углеводородов и т.п. в области 26 геологической среды. На фиг. 4 представлена блок-схема примера такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу данных с целью анализа сейсмических данных, собранных приемниками 36, 44, 46 и 26, с целью определения строения и/или прогнозирования сейсмических свойств геологических формаций в области 26 геологической среды.

Представленная на фиг. 4 вычислительная система 60 может предусматривать средство 62 связи, процессор 64, накопительное устройство 66, хранилище 68, порты 70 ввода/вывода (I/O) и дисплей 72. Согласно некоторым вариантам осуществления вычислительная система 60 может не предусматривать одну или несколько компонент, в том числе дисплей 72, средство 62 связи и/или порты 70 ввода/вывода (I/O). Средство 62 связи может представлять собой беспроводное или проводное средство связи, которое может облегчать связь между приемниками 36, 44, 46, одной или несколькими базами 74 данных, другими вычислительными устройствами и/или другими устройствами, способными поддерживать связь. Согласно одному варианту осуществления вычислительная система 60 может получать данные 76 с приемников (например, сейсмические данные, сейсмограммы и пр.) при помощи сетевой компоненты, базы 74 данных или подобных им. Процессор 64 вычислительной системы 60 может анализировать или обрабатывать данные 76 с приемников для определения различных особенностей геологических формаций в области 26 геологической среды земли.

Процессор 64 может представлять собой компьютерный процессор или микропроцессор любого типа, способный исполнять код, исполняемый на компьютере. Процессор 64 может также предусматривать несколько процессоров, которые могут выполнять описанные ниже операции. Накопительное устройство 66 и хранилище 68 могут представлять собой любые пригодные изделия, которые могут служить в качестве среды хранения кода, исполняемого на компьютере, данных или подобного. Эти изделия могут представлять собой машиночитаемые носители (например, любой подходящий вид накопительного устройства или хранилища), которые могут хранить код, исполняемый на компьютере, который процессор 64 использует для осуществления технических решений, раскрытых в настоящем документе. Как правило, процессор 64 может запускать программные приложения, которые предусматривают программы, обрабатывающие сейсмические данные, которые собраны при помощи приемников в ходе сейсмической съемки согласно вариантам осуществления, описанным в настоящем документе.

Накопительное устройство 66 и хранилище 68 могут также применять для хранения данных, анализа данных, программных приложений и т.п. Накопительное устройство 66 и хранилище 68 могут представлять собой машиночитаемые носители постоянного хранения (например, любой подходящий вид накопительного устройства или хранилища), на которых могут хранить код, исполняемый на компьютере и используемый процессором 64 для осуществления различных технических решений, описанных в настоящем документе. Следует отметить, что постоянство хранения указывает только на то, что носители являются материальными, а не имеют форму сигнала.

Порты 70 ввода/вывода (I/O) могут представлять собой интерфейсы, которые могут быть соединены с другими периферийными компонентами, например устройствами ввода (например, клавиатурой, мышью), датчиками, модулями ввода/вывода (I/O) и т.п. Порты 70 ввода/вывода могут также обеспечивать связь вычислительной системы 60 с другими устройствами в морской системе 22 съемки, наземной системе 38 съемки или подобных при помощи портов 70 ввода/вывода.

Дисплей 72 может осуществлять визуализацию изображений, связанных с программным обеспечением или исполняемым кодом, который обрабатывает процессор 64. Согласно одному варианту осуществления дисплей 72 может представлять собой сенсорный дисплей, способный получать входную информацию от пользователя вычислительной системы 60. Дисплей 72 могут также использовать для просмотра и анализа результатов анализа собранных сейсмических данных с целью определения геологических формаций в области 26 геологической среды, местоположения и характерной особенности залежи углеводородов с области 26 геологической среды, прогнозирования сейсмических свойств, связанных с одной или несколькими скважинами в области 26 геологической среды, и т.п. Дисплей 72 может представлять собой дисплей любого типа, например жидкокристаллический дисплей (LCD), плазменный дисплей или дисплей на органических светодиодах (OLED). Помимо описанной в настоящем документе визуализации изображения при помощи дисплея 72 следует отметить, что вычислительная система 60 может также визуализировать изображение при помощи других материальных элементов, например бумаги (например, путем печати) и т.п.

Учитывая вышесказанное, настоящие технические решения, описанные в этом документе, могут также осуществлять при помощи суперкомпьютера, который задействует несколько вычислительных систем 60, системы облачных вычислений и т.п. с целью распределения процессов, которые следует осуществить, между несколькими вычислительными системами 60. В этом случае каждая вычислительная система 60, работающая как часть суперкомпьютера, может предусматривать не все компоненты, перечисленные в качестве части вычислительной системы 60. Например, не каждая вычислительная система 60 может предусматривать дисплей 72, поскольку несколько дисплеев 72 могут быть не нужны для

суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

После выполнения различных видов обработки сейсмических данных вычислительная система 60 может хранить результаты анализа в одной или нескольких базах 74 данных. Базы 74 данных могут быть соединены с сетью с возможностью обмена данными, при этом сеть может передавать данные в вычислительную систему 60 и получать данные из нее при помощи средства 62 связи. Кроме того, базы 74 данных могут хранить информацию, касающуюся области 26 геологической среды, например старые сейсмограммы, данные геологического опробования, сейсмические изображения и т.п., касающиеся области 26 геологической среды.

Несмотря на то, что описанные выше компоненты обсуждались в связи с вычислительной системой 60, следует отметить, что аналогичные компоненты могут составлять вычислительную систему 60. Кроме того, вычислительная система 60 может также представлять собой часть морской системы 22 съемки или наземной системы 38 съемки и, таким образом, может отслеживать некоторые операции источников 32 или 40, приемников 36, 44, 46, а также управлять ими, и т.п. Следует дополнительно отметить, что перечисленные компоненты приведены в качестве примера компонент, и варианты осуществления, описанные в настоящем документе, не ограничены компонентами, описанными со ссылкой на фиг. 4.

Согласно некоторым вариантам осуществления вычислительная система 60 может создавать двумерное представление или трехмерное представление области 26 геологической среды на основе сейсмических данных, полученных при помощи упомянутых выше приемников. Кроме того, сейсмические данные, связанные со множеством комбинаций источник/приемник, могут объединять для создания практически непрерывного разреза через область 26 геологической среды, при этом разрез может иметь некоторую длину. При двумерной (2D) сейсмической съемке местоположения приемников могут располагать вдоль одной линии, тогда как при трехмерной (3D) съемке местоположения приемников могут распределять на поверхности в виде сетки. Таким образом, 2D сейсмическая съемка может обеспечивать вид в разрезе (вертикальный срез) земных слоев в том виде, как они существуют непосредственно под местоположениями регистрации. С другой стороны, при 3D сейсмической съемке могут формировать "куб" данных или объем, который может соответствовать трехмерному изображению области 26 геологической среды.

Кроме того, 4D сейсмическая съемка (или сейсмический мониторинг) может предусматривать сейсмические данные, собранные во время 3D съемки, которую повторяют несколько раз. Используя различные сейсмические изображения, собранные в разное время, при помощи вычислительной системы 60 могут сопоставлять два изображения для выявления изменений в области 26 геологической среды.

В любом случае сейсмическая съемка может состоять из очень большого числа отдельных сейсмических записей или трасс. Таким образом, вычислительную систему 60 могут задействовать для анализа собранных сейсмических данных с целью получения изображения, характеризующего область 26 геологической среды, и определения местоположений и свойств залежей углеводородов. В этой связи для удаления помех из собранных сейсмических данных, миграции предварительно обработанных сейсмических данных, выявления сдвигов между несколькими сейсмическими изображениями, согласования нескольких сейсмических изображений и т.п. могут применять разнообразные алгоритмы обработки сейсмических данных.

После того, как вычислительная система 60 проанализировала собранные сейсмические данные, результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограмму, сейсмические изображения, карту геологических формаций и пр.) могут использовать для выполнения различных операций в отраслях поиска, разведки и добычи углеводородов. Например, как описано выше, собранные сейсмические данные могут использовать для осуществления способа 10, представленного на фиг. 1, где отражены различные процессы, которые могут осуществлять исходя из анализа собранных сейсмических данных.

Согласно некоторым вариантам осуществления результаты анализа сейсмических данных могут создавать вместе с выполнением графа сейсмической обработки, например, способом 78, представленным на фиг. 5. Как показано, способ 78 предусматривает последовательность обработки сейсмических данных, которая предусматривает сбор сейсмических данных на стадии 80, редактирование сейсмических данных на стадии 82, первичную обработку на стадии 84 и обработку сигнала, преобразование данных и получение изображения (которое может предусматривать, например, получение изображений разрезов или объемов, а также способы распространения волн, описанные в настоящем документе, которые применяют, например, в связи с проиллюстрированной процедурой (процедурами) миграции) на стадии 86, что предшествует любым видам интерпретации сейсмических данных, любому дальнейшему улучшению изображения согласно поставленным целям поисков и разведки, созданию атрибутов из обработанных сейсмических данных, повторной интерпретации сейсмических данных, если необходимо, и определению и/или созданию перспективного объекта для бурения или другим применениям сейсмической съемки. В результате способа 78 обработки могут определять местоположение углеводородов в области 26 геологической среды. Технические решения для сейсмического моделирования в целом и в частности включают в себя способы, которые могут с выгодой применять для наклонной орторомбической (TOR) среды с целью улучшения результатов обработки сейсмических данных для того, чтобы обеспечить более эффективное обнаружение углеводородов в области 26 геологической среды.

Согласно одному варианту осуществления для наклонной орторомбической среды создают скалярную функцию распространения полного волнового поля. Функция распространения волнового поля для наклонной орторомбической среды может использовать дисперсионное уравнение для псевдоакустических продольных волн в соответствующей среде. Функция распространения волнового поля для наклонной орторомбической среды сочетает в себе операции быстрого преобразования Фурье (FFT) и конечных разностей (FD), результат представляет собой способ распространения волн в наклонных орторомбических средах с использованием конечных разностей и преобразования Фурье (TORFFD), который будучи скалярным оператором может также справляться с взаимодействием qP-волн и qSV-волн, присутствующих в наклонной орторомбической среде.

При применении к наклонной орторомбической среде способ распространения волн TORFFD (и получаемая функция распространения волнового поля) может, например, использовать две точки на дискрет волнового поля в трехмерном пространстве, что аналогично псевдоспектральному (PS) способу распространения волн для наклонной орторомбической среды. Однако эффективность обеспечивают за счет использования способа распространения волн TORFFD вместо способа распространения волн PS, например, использование способа распространения волн TORFFD предусматривает расчет двух прямых быстрых преобразований Фурье, трёх обратных быстрых преобразований Фурье и одной операции конечных разностей на каждом шаге по времени вместо 30 быстрых преобразований Фурье в псевдоспектральном способе распространения волн. Кроме того, применение способа распространения волн TORFFD позволяет использовать больший шаг по времени по сравнению с псевдоспектральным способом распространения волн, например, при использовании числа Куранта до 0,555 и сокращении времени обработки (например, до величины приблизительно в два раза быстрее, приблизительно в три раза быстрее, приблизительно в четыре раза быстрее, приблизительно в пять раз быстрее, или приблизительно в шесть раз быстрее, чем в псевдоспектральном способе распространения волн) получают более высокую точность результата, чем при псевдоспектральном способе распространения волн.

Ниже описаны теоретические основы представленного способа распространения волн TORFFD и соответствующая функция распространения волн. Волновое уравнение акустических волн, которое применяют в сейсмическом моделировании и обратной временной миграции (например, техническое решение для построения изображений сейсмических данных), имеет следующий вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = v(\mathbf{x})^2 \nabla^2 p, \quad (\text{уравнение 1})$$

Согласно уравнению 1 $p(\mathbf{x}, t)$ - это волновое поле сейсмических продольных волн и $v(\mathbf{x})$ - скорость их распространения.

Решение уравнения 1 для продольных акустических волн можно представить в виде

$$p(\mathbf{x}, t + \Delta t) + p(\mathbf{x}, t - \Delta t) - 2p(\mathbf{x}, t) = 2 \int_{-\infty}^{+\infty} \hat{p}(\mathbf{k}, t) (\cos(|\mathbf{k}|v\Delta t) - 1) e^{-i\mathbf{k} \cdot \mathbf{x}} d\mathbf{k}. \quad (\text{уравнение 2})$$

С участием быстрого преобразования Фурье уравнение 2 может являться решением в случае среды с постоянной скоростью. В модели с переменной скоростью уравнение 2 может обеспечивать приближение путем замены v на $v(\mathbf{x})$. Кроме того, в случае наклонной орторомбической среды член $v(\mathbf{x}) |\mathbf{k}|$ в правой стороне уравнения 2 можно заменить на акустическую аппроксимацию $f(v, \mathbf{k})$, это даст

$$f(v, \mathbf{k}) = \sqrt{v_{zz} \hat{k}_x^2 + v_{xx} \hat{k}_y^2 + v_{yy} \hat{k}_z^2 - v_{yz} \frac{\hat{k}_x^2 \hat{k}_y^2}{|\mathbf{k}|^2} - v_{xz} \frac{\hat{k}_x^2 \hat{k}_z^2}{|\mathbf{k}|^2} - v_{xy} \frac{\hat{k}_y^2 \hat{k}_z^2}{|\mathbf{k}|^2}},$$

$$\mathbf{v} = (v_z, \varepsilon_1, \varepsilon_2, \delta_1, \delta_2, \delta_3, \theta, \phi, \psi),$$

$$\mathbf{k} = (k_x, k_y, k_z),$$

$$v_{zz} = v_z^2,$$

$$v_{xx} = v_{zz}(1 + 2\varepsilon_2),$$

$$v_{yy} = v_{zz}(1 + 2\varepsilon_1),$$

$$v_{xy} = 2v_{xz}(\delta_3 - \frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_2}{1 + 2\varepsilon_2}),$$

$$v_{xz} = 2v_{zz}(\delta_2 - \varepsilon_2),$$

$$v_{yz} = 2v_{zz}(\delta_1 - \varepsilon_1),$$

(уравнение 3)

Согласно уравнению 3 θ - угол падения, измеренный относительно вертикали, ϕ - азимутальный угол между проекцией оси симметрии TI в горизонтальной плоскости и начальной координатой X, ψ - угол поворота вокруг оси TI, $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \delta_1, \delta_2$ и δ_3 - расширенные параметры Томсена для орторомбической среды, v_z - фазовая скорость Р-волны вдоль оси симметрии TI, при этом направление $(c_x, c_y, c_z) = \{\sin \theta \cos \phi, \sin \theta \sin \phi, \cos \theta\}$, тогда как "быстрая скорость" имеет направление вдоль $(r_x, r_y, r_z) = \{\cos \theta \cos \phi \cos \psi - \sin \phi \sin \psi, \cos \theta \sin \phi \cos \psi + \cos \phi \sin \psi, -\sin \theta \cos \psi\}$, и $\hat{k}_x, \hat{k}_y$, и $\hat{k}_z$ - волновые числа, вычисленные во вращающейся системе координат, совмещенной с новой осью.

При использовании уравнения 2 для распространения волн в неоднородной среде, быстрое преобразование Фурье не могут применять непосредственно для обратного преобразования Фурье из области волновых чисел обратно в пространственную область. В качестве решения конечные разности и преобразование Фурье (FFD) как цепной оператор для операторов быстрого преобразования Фурье и конечных

разностей могут использовать таким образом, что на каждом шаге по времени способ FFD сначала распространяет текущее волновое поле с использованием глобальных исходных параметров, а затем применяет коррекцию волнового поля конечными разностями в соответствии с изменениями локальных параметров модели. Настоящие технические решения для функции распространения волнового поля в наклонной орторомбической среде могут использовать аналогичный подход путем преобразования пространственно-волновочисленного члена смешанной области в правой части уравнения 2 в произведение двух членов

$$[\cos(f(v, k)\Delta t) - 1] = \left[\frac{\cos(f(v_0, k)\Delta t) - 1}{|k|^2} \right] \left[\frac{(\cos(f(v, k)\Delta t) - 1)|k|^2}{\cos(f(v_0, k)\Delta t) - 1} \right], \quad (\text{уравнение 4})$$

Согласно уравнению 4 v_0 представляет исходные параметры. Первый член в правой части уравнения 4 представляет собой просто функцию k . Таким образом, для возврата в пространственную область во время вычислений мы можем применять обратное быстрое преобразование Фурье. Оставшийся член $G(v, k)$ может быть найден путем преобразования фазового сдвига в волновочисленной области в конечные разности в пространстве со следующим приближением:

$$\begin{aligned} G(v, k) &= \frac{(\cos(f(v, k)\Delta t) - 1)|k|^2}{\cos(f(v_0, k)\Delta t) - 1} \\ &\approx a + 2 \sum_{n=1}^3 [b_n \cos(k_n \Delta x_n) + d_n \cos(2k_n \Delta x_n)] \\ &\quad + 2 \sum_{n=1}^3 [cp_n \cos(k_i \Delta x_i + k_j \Delta x_j) + cm_n \cos(k_i \Delta x_i - k_j \Delta x_j)] \\ &= H(v, k), \end{aligned} \quad (\text{уравнение 5})$$

Согласно уравнению 5, $i, j = 1, 2, 3$; $i \neq j$; $i, j \neq n$ и a, b_n, c_{pn}, c_{mn} и d_n определяют из разложения в ряд Тейлора по $k = 0$, они представлены в табл. 1 как переменные параметров локальной модели в пространстве и служат коэффициентами конечных разностей (при $i = 1, 2, 3$) 4^{го} порядка:

Таблица 1

a	$-2 \sum_{n=1}^3 (b_n + cm_n + cp_n + d_n)$
b_1	$-4d_1 - bb_2 - bb_3 - \frac{g_1}{\Delta x^2}$
b_2	$-4d_2 - bb_3 - bb_1 - \frac{g_2}{\Delta y^2}$
b_3	$-4d_3 - bb_1 - bb_2 - \frac{g_3}{\Delta z^2}$
d_1	$\frac{1}{12} \left(\frac{g_1}{\Delta x^2} + \frac{q_1}{\Delta x^4} \right)$
d_2	$\frac{1}{12} \left(\frac{g_2}{\Delta y^2} + \frac{q_2}{\Delta y^4} \right)$
d_3	$\frac{1}{12} \left(\frac{g_3}{\Delta z^2} + \frac{q_3}{\Delta z^4} \right)$
cm_i	$\frac{1}{2} (bb_i - aa_i)$
cp_i	$\frac{1}{2} (bb_i + aa_i)$

В табл. 2 приведены дополнительные выражения для переменных, представленных в табл.1, в которых w_{0i} выражено так же, как и w_i , при этом все пространственные переменные v заменены соответствующими постоянными параметрами модели v_0 .

Таблица 2

cs_1	c_x^2	rs_1	r_x^2
cs_2	c_y^2	rs_2	r_y^2
cs_3	c_z^2	rs_3	r_z^2
cs_4	$\frac{1}{2}(c_y + c_z)^2$	rs_4	$\frac{1}{2}(r_y + r_z)^2$
cs_5	$\frac{1}{2}(c_x + c_z)^2$	rs_5	$\frac{1}{2}(r_x + r_z)^2$
cs_6	$\frac{1}{2}(c_x + c_y)^2$	rs_6	$\frac{1}{2}(r_x + r_y)^2$
cs_7	$\frac{1}{2}(c_y - c_z)^2$	rs_7	$\frac{1}{2}(r_y - r_z)^2$
cs_8	$\frac{1}{2}(c_x - c_z)^2$	rs_8	$\frac{1}{2}(r_x - r_z)^2$
cs_9	$\frac{1}{2}(c_x - c_y)^2$	rs_9	$\frac{1}{2}(r_x - r_y)^2$
w_i	$v_{xz}cs_i + v_{xy}rs_i + v_{yz}(1 - cs_i - rs_i) + v_{xz}cs_i rs_i + v_{yz}cs_i(1 - cs_i - rs_i) + v_{xy}rs_i(1 - cs_i - rs_i)$		
g_i	$\frac{w_i}{w_0}$		
q_i	$\Delta t \cdot w_i(1 - g_i)$		
aa_1	$\frac{g_7 - g_4}{2\Delta y \Delta z}$		
aa_2	$\frac{g_8 - g_5}{2\Delta z \Delta x}$		
aa_3	$\frac{g_9 - g_6}{2\Delta x \Delta y}$		
bb_1	$\frac{\Delta y^2 + \Delta z^2}{3\Delta y^2 \Delta z^2}(g_4 + g_7 - g_2 - g_3) + \frac{2q_4 + 2q_7 - q_2 - q_3}{6\Delta y^2 \Delta z^2}$		
bb_2	$\frac{\Delta z^2 + \Delta x^2}{3\Delta z^2 \Delta x^2}(g_5 + g_8 - g_3 - g_1) + \frac{2q_5 + 2q_8 - q_3 - q_1}{6\Delta z^2 \Delta x^2}$		
bb_3	$\frac{\Delta x^2 + \Delta y^2}{3\Delta x^2 \Delta y^2}(g_6 + g_9 - g_1 - g_2) + \frac{2q_6 + 2q_9 - q_1 - q_2}{6\Delta x^2 \Delta y^2}$		

В случае наклонной орторомбической среды для получения $p(x, t + \Delta t)$ из $p(x, t - \Delta t)$ и $p(x, t)$ можно предпринять следующие шаги. Можно выполнить преобразование $p(x, t)$ в $\hat{p}(k, t)$ при помощи быстрого преобразования Фурье. Затем $\hat{p}(k, t)$ можно умножить на $\left[\frac{2(\cos(f(v_0, k)\Delta t) - 1)}{|k|^2}\right]$, чтобы получить $\hat{q}(k, t)$, который затем можно преобразовать в $q(k, t)$ при помощи обратного быстрого преобразования Фурье. Конечные разности могут применять к $q(k, t)$ с целью получения $u(x, t)$, используя коэффициенты, представленные выше в табл.1. Преобразование $u(x, t)$ в $\hat{u}(k, t)$ могут выполнять посредством быстрого преобразования Фурье и применять поправочные члены ио в волновочисленной области, так что $\hat{u}_0(k, t) = \hat{u}_1(k, t) \frac{G(v_0, k)}{H(v_0, k)}$ и $\hat{u}_1(k, t) = \hat{u}_1(k, t) \frac{G(v_1, k)}{H(v_1, k)}$ и, в дальнейшем, преобразование $\hat{u}_0(k, t)$ и $\hat{u}_1(k, t)$ в $u_0(k, t)$ и $u_1(k, t)$, соответственно, могут выполнять при помощи обратного быстрого преобразования Фурье. Затем $u_0(x, t)$ и $u_1(x, t)$ могут объединять, например, в соответствии с локальными изменениями скорости, в $u(x, t)$ с получением $p(x, t + \Delta t) \leftarrow u(x, t + \Delta t) + 2p(x, t) - p(x, t - \Delta t)$, при этом $q(x, t)$, $\hat{q}(k, t)$, $u(x, t)$, $\hat{u}(k, t)$, $u_0(x, t)$, $\hat{u}_0(k, t)$, $u_1(x, t)$ и $\hat{u}_1(k, t)$ представляют собой временные функции. Кроме того, v_1 представляет параметры модели в местоположении с минимальной скоростью, $G(v_1, k)$ - точный отклик для уравнения 5, $H(v_1, k)$ - аппроксимация конечными разностями. Более того, $\frac{G(v_1, k)}{H(v_1, k)}$ используют в качестве поправочного члена для волнового поля в волновочисленной области в местоположениях с относительно невысокой плотностью, тогда как $\frac{G(v_0, k)}{H(v_0, k)}$ используют в качестве второго (например, другого) поправочного члена.

Вышеупомянутую процедуру могут выполнять в качестве способа распространения волн TORFFD при помощи вычислительной системы 60. Согласно некоторым вариантам осуществления, по меньшей мере, некоторые из вышеупомянутых стадий могут выполнять в другом порядке или полностью пропускать. Более того, хотя могут считать, что эти стадии выполняют при помощи процессора 64 вычислительной системы 60, следует понимать, что вышеупомянутые стадии могут выполнять на любых подходящих устройствах или в системах или комбинациях подходящих устройств или систем, включая процессор 64, например, обрабатывающих модулях или схемах вычислительных устройств или системах, которые являются внешними по отношению к вычислительной системе 60, но соединены с ней с возможностью обмена данными, и выполнение стадий может предусматривать процессор 64, работающий совместно с физическим машиночитаемым носителем или использующий программное обеспечение, которое на нем хранят, с целью выполнения упомянутых выше стадий с целью создания способа распространения волн TORFFD (и соответствующей функции распространения волнового поля).

Кроме этого специалистам в данной области техники будет понятно, что описанный выше способ распространения волн TORFFD, исполняемый процессором 64, представляет конкретное улучшение по сравнению с традиционными системами и улучшенную вычислительную систему 60 с улучшенными функциональными возможностями. В частности, применение способа распространения волн TORFFD и/или наличие функции распространения волнового поля TORFFD в качестве части вычислительной системы повышает, например, точность и эффективность по сравнению с другими моделями распространения волн и соответствующими им функциями распространения волнового поля при помощи вычислительной системы 60 при сопоставлении с выполнением анализа сейсмических данных с помощью, на-

пример, компьютерных систем, которые выполняют традиционные компьютерные алгоритмы и/или выполняют анализ сейсмических данных без применения способа распространения волн TORFFD и/или соответствующей ему функции распространения волнового поля TORFFD.

В качестве наглядного пособия для демонстрации некоторых из вышеперечисленных преимуществ на фиг. 6 представлен пример откликов функции распространения волн в модели наклонной орторомбической среды. Снимок 88 псевдоакустического волнового поля в постоянной модели наклонной орторомбической среды, полученный способом распространения псевдоакустических волн, представлен на фиг. 6. Аналогично, дополнительно представлен снимок 90 псевдоакустического волнового поля в постоянной модели наклонной орторомбической среды, полученный способом FFD (то есть, способом распространения волн TORFFD). Можно видеть, что по сравнению со снимком 88 псевдоакустического волнового поля снимок 90 псевдоакустического волнового поля характеризует пониженная дисперсия. Кроме того, процедура создания снимка 90 псевдоакустического волнового поля в шесть раз быстрее, чем процедура создания снимка 88 псевдоакустического волнового поля. Кроме того, применение обоих способов распространения псевдоакустических волн обладает преимуществом для распространения псевдоакустических волн, которое заключается в отсутствии взаимодействия qP-волн и qSV-волн.

Второй набор примеров преимуществ, которыми обладает способ распространения волн TORFFD, представлен на фиг. 7, где показано изображение 92 обратной временной миграции (RTM), созданное при помощи способа распространения волн TTIFDD, на фиг. 8 показано изображение 94 обратной временной миграции (RTM), созданное при помощи способа распространения псевдоакустических волн, и на фиг. 9 показано изображение 96 обратной временной миграции (RTM), созданное при помощи описанного выше способа распространения волн TTIFDD. Время на создание изображения 92 обратной временной миграции и изображения 96 обратной временной миграции составило приблизительно 20 мин, тогда как время на создание изображения 94 обратной временной миграции составило приблизительно два часа. Кроме того, будет понятно, что на изображении 92 обратной временной миграции можно видеть некоторые основные оси синфазности; однако плоскости разломов на изображении 92 обратной временной миграции выражены нечетко. Напротив, граница разлома на изображении 96 обратной временной миграции четче, чем на изображении 92 обратной временной миграции, что позволяет улучшить способность представления сильной азимутальной анизотропии. Кроме того, оси синфазности ниже и рядом с разломами на изображении 96 обратной временной миграции видны четче, чем на изображении 92 обратной временной миграции. Аналогично изображение 94 обратной временной миграции обеспечивает лучшее отображение по сравнению с изображением 92 обратной временной миграции; однако следует отметить, что время на создание изображения 94 обратной временной миграции было приблизительно в шесть раз дольше, чем время на создание изображения 96 обратной временной миграции. Следовательно, применение способа распространения волн TORFFD позволяет увеличить время обработки, связанное со способом распространения волн в наклонной поперечно-изотропной среде с использованием конечных разностей и преобразования Фурье, при этом (по меньшей мере) сохраняя или приближая качество созданного изображения обратной временной миграции к используемому способу распространения псевдоакустических волн.

Описанные выше конкретные варианты осуществления представлены в качестве примера, и следует понимать, что эти варианты осуществления могут быть подвергнуты различным модификациям и могут принимать другие формы. Следует также понимать, что формула изобретения не ограничена конкретными описанными формами, а должна охватывать все модификации, эквиваленты и альтернативы, отвечающими сущности и объему настоящего раскрытия изобретения.

Технические решения, представленные и раскрытые в настоящем документе, относятся и применяются к материальным объектам и конкретным примерам практического характера, которые вносят очевидные улучшения в данную область техники и, как таковые, не являются абстрактными, нематериальными или чисто теоретическими. Кроме того, если какие-либо пункты формулы изобретения, прилагаемой к настоящему описанию изобретения, содержат один или несколько элементов, обозначенных как "устройство для [выполн]ения [функции]..." или "стадия для [выполн]ения [функции]...", это предполагает, что такие элементы следует толковать согласно статье 112(f) раздела 35 "Патенты" Свода законов США. Вместе с тем, для любых пунктов формулы изобретения, которые содержат элементы, обозначенные любым другим способом, это предполагает, что такие элементы не следует толковать согласно статье 112(f) раздела 35 "Патенты" Свода законов США.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для обработки сейсмических данных, которая включает в себя
 - процессор, при этом процессор рассчитан на
 - получение данных о нефтегазовом пласте-коллекторе;
 - получение указания, связанного с выбором функции распространения волнового поля;
 - применение функции распространения волнового поля и конечных разностей с целью моделирования волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область

геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем применения быстрого преобразования Фурье (FFT) к волновому полю сейсмических продольных волн, связанному с функцией распространения волнового поля с целью получения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн и

обработку данных пласта-коллектора в сочетании с функцией распространения волнового поля с целью создания выходных данных для применения в сейсмических исследованиях над указанной областью геологической среды, которая содержит нефтегазовый пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

2. Система по п.1, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем получения произведения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн и значения скорости распространения с целью создания первого значения.

3. Система по п.2, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор путем выполнения преобразования первого значения в преобразованное первое значение.

4. Система по п.3, в которой процессор рассчитан на применение обратного быстрого преобразования Фурье (FFT) к первому значению с целью выполнения преобразования первого значения.

5. Система по п.3, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем применения операции конечных разностей с заданным коэффициентом к преобразованному первому значению с целью создания второго значения.

6. Система по п.5, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем выполнения преобразования второго значения в преобразованное второе значение.

7. Система по п.6, в которой процессор рассчитан на применение быстрого преобразования Фурье (FFT) ко второму значению с целью выполнения преобразования второго значения.

8. Система по п.6, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем применения поправочного члена в волновочисленной области к преобразованному второму значению с целью создания модифицированного второго значения.

9. Система по п.8, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем выполнения преобразования модифицированного второго значения в третье значение.

10. Система по п.9, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем применения поправочного члена в волновочисленной области ко второму значению с целью создания измененного второго значения.

11. Система по п.10, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем выполнения преобразования модифицированного второго значения в четвертое значение.

12. Система по п.11, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем выполнения преобразования третьего значения и четвертого значения, соответственно, в преобразованное третье значение и преобразованное четвертое значение.

13. Система по п.12, в которой процессор рассчитан на применение быстрого преобразования Фурье (FFT) к третьему значению и четвертому значению с целью выполнения преобразования третьего значения и четвертого значения.

14. Система по п.12, в которой процессор рассчитан на моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем объединения преобразованного третьего значения с преобразованным четвертым значением.

15. Способ для обработки сейсмических данных, исполняемый процессором вычислительной системы, предусматривающий

получение данных о нефтегазовом пласте-коллекторе;

применение функции распространения волнового поля и конечных разностей с целью моделирования волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор путем применения быстрого преобразования Фурье (FFT) к волновому полю сейсмических продольных волн, связанному с функцией распространения волнового поля с целью получения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн; и

обработку данных пласта-коллектора в сочетании с функцией распространения волнового поля с целью создания выходных данных для применения в сейсмических исследованиях над указанной областью геологической среды, которая содержит нефтегазовый пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

16. Способ по п.15, предусматривающий моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем

получения произведения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн и значения скорости распространения с целью создания первого значения;

выполнения преобразования первого значения в преобразованное первое значение;

применения операции конечных разностей с применением заданного коэффициента к преобразованному первому значению с целью создания второго значения;

выполнения преобразования второго значения в преобразованное второе значение;

применения поправочного члена в волновочисленной области к преобразованному второму значению с целью создания модифицированного второго значения;

выполнения преобразования модифицированного второго значения в третье значение;

применения поправочного члена в волновочисленной области ко второму значению с целью создания модифицированного второго значения;

выполнения преобразования модифицированного второго значения в четвертое значение;

выполнения преобразования третьего значения и четвертого значения, соответственно, в преобразованное третье значение и преобразованное четвертое значение и

объединение преобразованного третьего значения с преобразованным четвертым значением.

17. Машиночитаемый носитель для постоянного хранения данных, который содержит записанные на нем команды, рассчитанные на то, чтобы обеспечить выполнение процессором обработку сейсмических данных, при этом указанная обработка сейсмических данных включает

применение функции распространения волнового поля и конечных разностей с целью моделирования волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащей нефтегазовый пласт-коллектор путем применения быстрого преобразования Фурье (FFT) к волновому полю сейсмических продольных волн, связанному с функцией распространения волнового поля с целью получения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн; и

обработку данных пласта-коллектора в сочетании с функцией распространения волнового поля с целью создания выходных данных для применения с сейсморазведкой, выполненной над указанной областью геологической среды, которая содержит нефтегазовый пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

18. Машиночитаемый носитель по п.17, предусматривающий команды, которые рассчитаны на то, чтобы обеспечить выполнение процессором моделирование волнового поля, связанного с наклонной орторомбической средой, которая характеризует область геологической среды, содержащую нефтегазовый пласт-коллектор, по меньшей мере частично, путем

получения произведения преобразованного волнового поля сейсмических продольных волн и значения скорости распространения с целью создания первого значения;

выполнения преобразования первого значения в преобразованное первое значение;

применения операции конечных разностей с применением заданного коэффициента к преобразованному первому значению с целью создания второго значения;

выполнения преобразования второго значения в преобразованное второе значение;

применения поправочного члена в волновочисленной области к преобразованному второму значению с целью создания модифицированного второго значения;

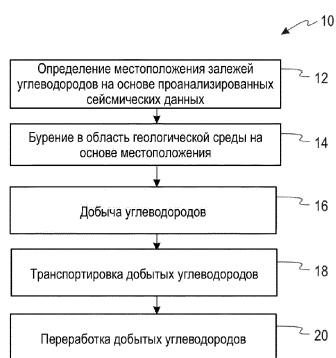
выполнения преобразования модифицированного второго значения в третье значение;

применения поправочного члена в волновочисленной области ко второму значению с целью создания модифицированного второго значения;

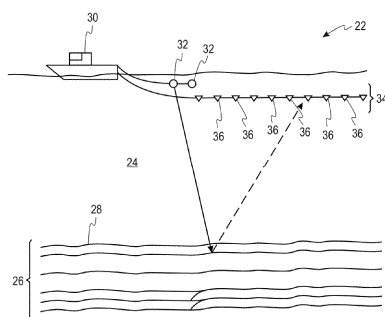
выполнения преобразования модифицированного второго значения в четвертое значение;

выполнения преобразования третьего значения и четвертого значения, соответственно, в преобразованное третье значение и преобразованное четвертое значение и

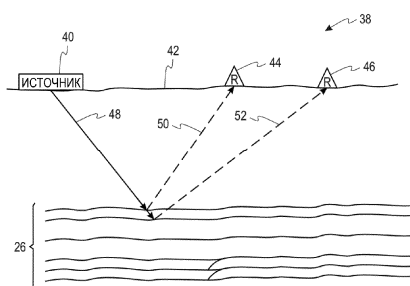
объединения преобразованного третьего значения с преобразованным четвертым значением.



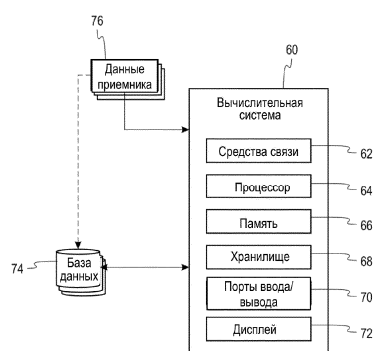
Фиг. 1



Фиг. 2



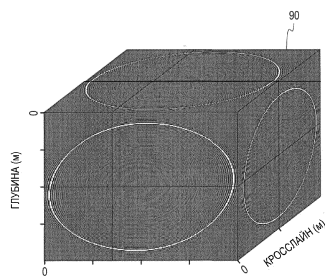
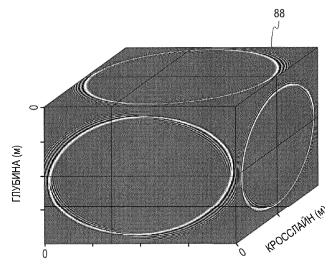
Фиг. 3



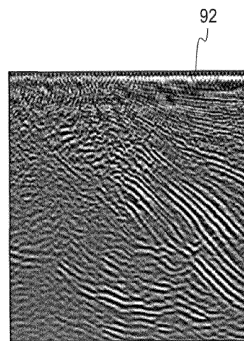
Фиг. 4



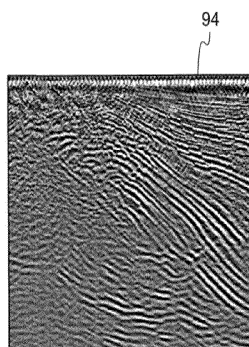
Фиг. 5



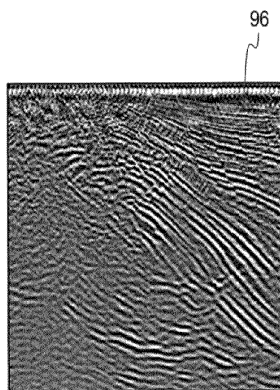
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9

