

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039382**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.01.20

(21) Номер заявки
202091591

(22) Дата подачи заявки
2019.01.10

(51) Int. Cl. **G01V 1/36** (2006.01)
G01V 1/38 (2006.01)
G01V 1/30 (2006.01)

(54) ПОЛУЧЕНИЕ МАССИВА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

(31) **62/617,090**

(32) **2018.01.12**

(33) **US**

(43) **2020.10.30**

(86) **PCT/US2019/012995**

(87) **WO 2019/140054 2019.07.18**

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

(72) Изобретатель:
**Парамо Педро (ES), Винсент Карим,
Кардинес Шон (ТТ), Ходжсон Линда
(GB)**

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

(56) STEPHEN A. HALL ET AL.: "Cross-matching with interpreted warping of 3D streamer and 3D ocean-bottom-cable data at Valhall for time-lapse assessment", GEOPHYSICAL PROSPECTING, vol. 53, no. 2, 1 March 2005 (2005-03-01), pages 283-297, XP055373461, ISSN: 0016-8025, DOI: 10.1111/j.1365-2478.2004.00470.x abstract figures 4, 6 Section Legacy and repeat seismic data acquisition parameters: characteristics and preprocessing Section Cross-matching and warping procedure - Methodology

US-A1-2007041271

RICKETT J.E. ET AL.: "CROSS-EQUALIZATION DATA PROCESSING FOR TIME-LAPSE SEISMIC RESERVOIR MONITORING: A CASE STUDY FROM THE GULF OF MEXICO", GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 66, no. 4, 1 July 2001 (2001-07-01), pages 1015-1025, XP001127701, ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/1.1487049 the whole document

US-A1-2013030709

(57) Способ предусматривает применение процессора для получения первого массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки первого типа. Кроме того, способ предусматривает применение процессора для получения второго массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки второго типа. Способ дополнительно предусматривает определение частотного диапазона для объединения первого массива сейсмических данных со вторым массивом сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных и создание сейсмического изображения, основанного на объединенном массиве данных, при этом сейсмическое изображение представляет углеводороды в области геологической среды земли или участки геологической среды, опасные для бурения.

B1

039382

039382

B1

Предшествующий уровень техники настоящего изобретения

Настоящее изобретение в целом относится к собранным массивам сейсмических данных и, в частности, к расширению спектра и увеличению отношения сигнал-помеха в собранных массивах сейсмических данных.

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 источник 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.

Сбор сейсмических данных с применением источника и сейсмических кос может быть полезным, например, при создании трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения (3DHR). Так, трехмерные сейсмические изображения высокого разрешения могут быть полезными при наличии близкоповерхностных опасных факторов, и описание характеристик верхней части разреза (например, описание характеристик формаций в верхней части разреза, в том числе сланцевых пород или подобных им, которые, как правило, осложняют сбор сейсмических данных) и данные трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения обычно обеспечивают частоты в диапазоне, например, приблизительно от 15 до 200 Гц. Как правило, при сборе сейсмических данных с применением приемников на дне моря, например, при морской сейсморазведке с донной косой (OBS), создают данные (например, массивы данных OBS), которые имеют более узкую полосу частот, чем массивы данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения (например, приблизительно от 2 до 100 Гц). Однако массивы данных морской сейсморазведки с донной косой могут также содержать результаты с улучшенным отношением сигнал-помеха (SNR) на низких частотах (например, частотах меньше или равных приблизительно 50 Гц, 40 Гц, 35 Гц и пр.) по сравнению с массивами данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения. Поэтому два типа массивов данных (например, трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и морской сейсморазведки с донной косой) могут дополнять друг друга с точки зрения полосы частот. Таким образом, настоящие варианты осуществления относятся к техническим решениям для объединения массивов данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и морской сейсморазведки с донной косой с целью создания расширенной полосы частот, улучшенных характеристик отношения сигнал-помеха (SNR) и более высокой разрешающей способности объединенного массива данных по сравнению с каждым отдельным массивом данных.

Согласно некоторым вариантам осуществления объединенный массив данных, созданный из массивов данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и морской сейсморазведки с донной косой, имеет более широкий спектр с повышенным отношением сигнал-помеха для частот, например, приблизительно от 2 до 200 Гц. Так, добавление низкочастотных данных из изображения по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции к данным трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения может обеспечить значительное повышение отношения сигнал-помеха на низких частотах, например приблизительно между 2 и 35 Гц, тем самым повышая разрешающую способность объединенного массива данных, а также обеспечивая повышение качества изображения, лучшее описание характеристик разломов и/или лучшее определение близкоповерхностных русел (например, при применении цветного суммирования результатов спектральной декомпозиции или других технических решений для сбора сейсмических данных).

Краткое описание фигур

Различные аспекты настоящего изобретения раскрытия 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 система морской съемки в морских условиях согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 3 представлена вторая система морской съемки в морских условиях согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 4 представлена вычислительная система, при помощи которой операции, описанные в настоящем документе, могут выполняться 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 объединения массивов данных при помощи вычислительной системы, представленной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 6 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. 7 представлен пример сейсмических изображений, созданных при помощи вычислительной системы, представленной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 8 представлен график импульсов, который используют при объединении массивов данных, представленном на фиг. 5, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 9 представлен график отношения сигнал-помеха для различных массивов данных, созданных при помощи вычислительной системы, которая представлена на фиг. 4, согласно одному варианту осуществления.

На фиг. 10 согласно одному варианту осуществления, представлены поверхности спектральной декомпозиции массивов после цветного суммирования, при этом массивы созданы при помощи вычислительной системы, которая представлена на фиг. 4.

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. В результате применения различных технических решений по сбору сейсмических данных могут быть созданы различные массивы сейсмических данных, каждый из которых имеет более высокую разрешающую способность на определенных частотах. Так, согласно одному варианту осуществления изображение с большей разрешающей способностью (например, изображение более высокого качества) может быть создано путем объединения массивов сейсмических данных разных типов (например, сейсмических данных, собранных при помощи разных технических решений для сбора сейсмических данных и/или с разными целями).

Вначале отметим, что сейсмические данные могут быть собраны при помощи разнообразных систем и технических решений для сейсмической съемки, два из них обсуждаются 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 сейсмические данные, собранные при помощи одного или нескольких технических решений для сбора сейсмических данных, 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 система 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, сейсмический источник 32, сейсмическую косу 34, приемник 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 32 (например, группу пневмопушек), который может генерировать энергию, например акустические волны (например, сейсмические сигналы), которые направлены к дну 28 моря. Судно 30 может также буксировать сейсмическую косу 34 с приемником 36 (например, гидрофонами), который может собирать сейсмические сигналы, представляющие собой энергию, сгенерированную сейсмическими источниками 32, после отражения от различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок и пр.) в области 26 геологической среды. Кроме того, несмотря на то, что морская система 22 съемки описана с одним сейсмическим источником 32 (представленным на фиг. 2 как группа пневмопушек) и одним приемником 36 (представлен на фиг. 2 как некоторое количество гидрофонов), следует отметить, что морская система 22 съемки может предусматривать множество сейсмических источников 32 и множество сейсмических 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 множество сейсмических кос 34. Кроме того, для осуществления эксплуатации морской системы 22 съемки дополнительные суда 30 могут предусматривать дополнительные источники 32, сейсмические косы 34 и т.п.

Согласно некоторым вариантам осуществления морская система 22 съемки может осуществлять 2D (например, двумерную) или 3D (например, трехмерную) высокоразрешающую сейсмическую съемку для сбора трехмерного массива данных высокого разрешения (3DHR), который впоследствии могут обрабатывать с получением одного или нескольких трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения, которые могут, например, быть пригодными в средах, содержащих близповерхностные опасные факторы, и/или для описания характеристик верхней части разреза. Трехмерный массив данных высокого разрешения может быть полезен при создании сейсмических изображений в диапазоне частот, например, приблизительно от 15 до 200 Гц. Однако дополнительные технические решения по сбору сейсмических данных могут обеспечивать сейсмические изображения с большей разрешающей способностью в диапазонах частот, которые отличаются от тех, в которых обычно применяют трехмерный массив данных высокого разрешения.

На фиг. 3 в качестве второй морской системы съемки представлена система 38 морской съемки с донной косой (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1), которую также могут применять для сбора сейсмических данных (например, сейсмических сигналов) об области геологической среды в морской среде. Систему 38 морской съемки с донной косой могут эксплуатировать для получения сейсмических данных (например, массивов данных морской съемки с донной косой). Несмотря на то, что изображенная система 38 морской съемки с донной косой представляет собой систему морской съемки с донным кабелем (ОБС), предусматривающую один или несколько приемников 40,

размещенных на дне 28 моря и соединенных со вторым судном 44 при помощи кабеля 42, могут применять другие варианты осуществления системы 38 морской съемки с донной косой, например систему с морскими донными станциями (OBN) или любые другие сейсмические системы, которые дают изображения с более высоким отношением сигнал-помеха на частотах, отличных от частот морской системы 22 съемки.

Как показано на фигуре, система 38 морской съемки с донной косой может предусматривать сейсмический источник 32 (например, группу пневмопушек), который буксирует судно 30 и который может генерировать энергию, например акустические волны (например, сейсмические сигналы), направленные к дну 28 моря. Эта энергия может отражаться от различных геологических формаций в области 26 геологической среды и затем может быть собрана (например, получена и/или зарегистрирована) одним или несколькими приемниками 40, размещенными на дне 28 моря. Например, данные могут продолжительное время (например, часы, дни, недели или дольше) хранить в одном или нескольких приемниках 40 прежде, чем хранящиеся данные будут выведены (либо при помощи кабеля 42, либо беспроводным способом). Как показано, один или несколько приемников 40 могут соединить с судном 44 (и согласно некоторым вариантам осуществления друг с другом) при помощи кабеля 42. Данные, собранные при помощи одного или нескольких приемников 40, могут передавать при помощи кабеля 42 на судно 44 (или, например, беспроводным способом, если система 38 морской съемки с донной косой представляет собой систему с морскими донными станциями).

Согласно некоторым вариантам осуществления систему 38 морской съемки с донной косой могут использовать для сбора массивов данных морской съемки с донной косой, которые полезны при картировании и описании характеристик пласта-коллектора. Эти массивы данных морской сейсморазведки с донной косой обычно имеют полосу частот приблизительно от 2 до 100 Гц и относительно высокое отношение сигнал-помеха (SNR) на низких частотах (например, частотах меньших или равных приблизительно 50 Гц, 40 Гц, 35 Гц и пр.) по сравнению с массивами данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения. Поэтому с точки зрения полосы частот массив данных морской сейсморазведки с донной косой с точки зрения полосы частот дополняет массив данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения, собранный при помощи морской системы 22 съемки (например, собранный при помощи двумерной высокоразрешающей сейсмической съемки, трехмерной высокоразрешающей сейсмической съемки или подобных им).

Независимо от того как собраны сейсмические данные (например, при помощи морской системы 22 съемки и/или при помощи системы 38 морской съемки с донной косой), вычислительная система (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1) может анализировать сейсмические сигналы, собранные приемниками 36 и/или приемниками 40, для определения информации, связанной с геологическим строением, местоположением и свойствами залежей углеводородов и т.п. в области 26 геологической среды. На фиг. 4 представлен пример такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу данных с целью анализа сейсмических данных, собранных приемниками 36 и 40 для определения строения геологической 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 и 40, 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, массивы данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и морской сейсморазведки с донной косой и пр.) при помощи сетевой компоненты, базы 74 данных или подобной 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 при помощи портов 70 ввода/вывода обеспечивать связь вычислительной системы 60 с другими устройствами в морской системе 22 съемки, системе 38 морской съемки с донной косой или подобных.

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 свойства залежи углеводородов с 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, каждая вычислительная система 60 может не предусматривать компоненту дисплея 72, поскольку несколько компонент дисплея 72 может быть не нужно 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 и/или системы 38 морской съемки с донной косой и, таким образом, может отслеживать некоторые операции источника 32, приемников 36 и 40, 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 применяться 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 использоваться для выполнения различных операций в отраслях поиска, разведки и добычи углеводородов. Например, как описано выше, собранные сейсмические данные могут использоваться для осуществления способа 10, представленного на фиг. 1, где отражены различные процессы, которые могут осуществляться исходя из анализа собранных сейсмических данных.

С учетом вышесказанного, на фиг. 5 представлен способ 80, который может быть задействован вычислительной системой 60 для объединения массивов данных, собранных по отдельности (например, массив данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и массив морской сейсморазведки с донной косой или другие массивы с дополняющими полосами частот, если требуется), с целью создания объединенного массива данных, например, с повышенным отношением сигнал-помеха и, соответственно, более высокой разрешающей способностью изображений. Согласно некоторым вариантам осуществления объединение массива данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и массива данных морской сейсморазведки с донной косой может предусматривать, например, объединение одного или нескольких трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и изображений морской сейсморазведки с донной косой (которые, как будет описано ниже, могут также содержать изображение по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции). Так, одна возможная процедура такого объединения может, как правило, предусматривать согласование трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения и изображения морской сейсморазведки с донной косой, анализ частотного состава и отношения сигнал-помеха каждого массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения и массива данных морской сейсморазведки с донной косой, выбор полосы частот из массива данных морской сейсморазведки с донной косой, которую следует добавить к данным трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения (или наоборот, какую полосу частот из данным трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения следует добавить к данным морской сейсморазведки с донной косой) и контроль качества обработки с точки зрения отношения сигнал-помеха, извлеченных импульсов и/или изображений массивов данных.

Как показано на стадии 82, оба массива данных могут отфильтровать до общей полосы частот, чтобы облегчить согласование одного или нескольких трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и изображений морской сейсморазведки с донной косой. Изображение 90 демонстрирует трехмерное сейсмическое изображение высокого разрешения, а изображение 92 демонстрирует отфильтрованное трехмерное сейсмическое изображение высокого разрешения, созданное на стадии 82 и представляющее полную полосу частот массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения. Аналогично, изображение 94 демонстрирует изображение морской сейсморазведки с донной косой (которое согласно некоторым вариантам осуществления может, например, представлять собой изображение по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции), тогда как изображение 96 демонстрирует отфильтрованное изображение морской сейсморазведки с донной косой, созданное на стадии 82 и представляющее полную полосу частот массива данных морской сейсморазведки с донной косой. Фильтрация до общей полосы частот может быть полезна при создании лучшей оценки временного сдвига, чтобы облегчить согласование. Так, использование общей полосы частот в оценке временного сдвига позволяет согласовывать особенности изображений 92 и 96 (например, согласовывать положительные и отрицательные фазы изображений 92 и 96).

Специалистам в данной области техники может быть очевидно, что использование изображения по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции может восполнить пропуски приемников 40, при этом поверхность 24 океана или другого водоема может действовать как зеркало, перенаправляющее энергию обратно к дну 28 моря, а приемники 40 - как вторичные источники энергии, которые могут обеспечить получение изображения. В сущности, изображения по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции могут представлять изображение, которое в ином случае было бы создано, например, при меньшем расстоянии между приемниками 40 и, таким образом, может обеспечить изображение с большим пространственным покрытием в мелководных частях, чем это могло бы быть, как правило, доступно при данном расстоянии между приемниками 40.

Согласно некоторым вариантам осуществления изображения 90 и/или 94 могут создавать одновременно с выполнением графа сейсмической обработки, например, способом 98, представленным на фиг. 6. Как показано, способ 98 предусматривает последовательность сейсмической обработки, которая включа-

ет в себя сбор сейсмических данных на стадии 100, редактирование сейсмических данных на стадии 102, первичную обработку на стадии 104 и обработку сигнала, преобразование данных и получение изображения (которое может, например, предусматривать получение изображений разрезов или объемов) на стадии 106, 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. Согласно некоторым вариантам осуществления при создании изображения 90 сейсмическая обработка, которую выполняют при помощи вычислительной системы 60, может предусматривать сортировку данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения по общей глубинной площадке на трехмерную сетку, а также трехмерную временную миграцию Кирхгофа до суммирования, например, до времени двойного пробега (TWT) 2 с (например, время, потраченное волной на передачу ее сейсмическим источником 32, отражение от подземной точки и возвращение к приемнику 36, при этом время может отличаться от указанных выше 2 с за счет, например, факторов среды, местоположения или глубины источника и/или приемника и т.п.) с целью создания одного или нескольких трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения.

Подобным образом, согласно некоторым вариантам осуществления сейсмическая обработка, которую выполняют при помощи вычислительной системы 60 для создания изображения 94, может предусматривать получение подробной скоростной модели при помощи полноволновой инверсии (FWI), при этом модель могут использовать для глубинной миграции Кирхгофа до суммирования (KPDM) с наклонной осью анизотропии (TTI). Эту миграцию могут применять для обеспечения пошагового изменения сейсмических изображений в некоторой области с дополнительным повышением динамической точности и получением точной зависимости амплитуд отражения от удаления (AVO). Кроме того, результаты глубинной миграции до суммирования данных морской сейсморазведки с донной косой могут преобразовываться во временную область к тому же времени двойного пробега (TWT), что и для морской системы 22 съемки, чтобы привести ее в соответствие с мигрированным трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения. Согласно некоторым вариантам осуществления сейсмическое изображение морской съемки с донной косой, полученное при помощи глубинной миграции Кирхгофа до суммирования восходящего волнового поля, не содержит изображений в очень неглубоких областях, например, между кабелями системы морской съемки с донным кабелем. Чем больше расстояние между кабелями, тем больше и глубже соответствующий связанный с этим пропуск на изображении. Соответственно, для приведения в соответствие изображений морской сейсморазведки с донной косой и трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения пропуска в изображении могут устранять, например, путем использования нисходящего поля из массива данных морской сейсморазведки с донной косой с целью получения зеркального изображения, как описано выше. Поэтому изображение по данным морской сейсморазведки с донной косой после зеркальной миграции, охватывающее ту же область, что и трехмерные сейсмические изображения высокого разрешения от дна 28 моря, могут создавать как изображение 94.

Специалистам в данной области техники может быть очевидно, что вышесказанное представляет собой примеры графов обработки, которые могут применять к сейсмическим данным для создания изображений 90 и 94, и в любом выбранном графе обработки сейсмических данных могут применять процессы, основанные на некоторых или всех упомянутых выше стадиях.

Рассмотрим фиг. 5, где на стадии 84 рассчитывают (или вычисляют) куб временных сдвигов между двумя отфильтрованными массивами данных (например, показанных как изображение 92, которое представляет собой отфильтрованное трехмерное сейсмическое изображение высокого разрешения, и изображение 96, которое представляет собой отфильтрованное изображение данных морской сейсморазведки с донной косой). На стадии 86 эти временные сдвиги могут применять к трехмерному сейсмическому изображению высокого разрешения с полной полосой частот (т.е., изображению 90) для получения трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, согласованного с изображением данных морской сейсморазведки с донной косой, и оно показано как изображение 110 (например, изображение с полной полосой частот и временным сдвигом). Соответственно, изображение 108 может представлять куб временных сдвигов, а изображение 110 может представлять трехмерное сейсмическое изображение высокого разрешения, согласованное с изображением данных морской сейсморазведки с донной косой. Согласно некоторым вариантам осуществления одномерного сдвига может быть достаточно для надлежащего согласования массивов данных, так что трехмерного деформирования не потребуются. Однако согласно другим вариантам осуществления для получения трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, которое согласовано с изображением данных морской сейсморазведки с донной косой, вместо этого могут применять трехмерное деформирование.

На стадии 88 согласованные массивы данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения и данных морской сейсморазведки с донной косой могут, например, анализировать при помощи вычислительной системы 60 и затем объединять. Такое объединение может быть полным (например, для всех частот массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, объединяемого со всеми частотами изображения по данным морской сейсморазведки с донной косой

после зеркальной миграции, так что изображение 114 представляет собой сочетание изображений 110 и 94) или частичным (например, один или несколько определенных и/или выбранных частотных диапазонов из массива данных морской сейсморазведки с донной косой могут объединять с трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения, которое согласовано с изображением данных морской сейсморазведки с донной косой, например, так, что изображение 112 представляет собой часть полного массива данных морской сейсморазведки с донной косой, представленную изображением 94, которое было выбрано (например, отфильтровано) в определенной полосе частот, например полосе низких частот от 2 до 35 Гц).

Отношение сигнал-помеха массивов данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и массивов данных морской сейсморазведки с донной косой может быть сопоставлено на разных частотах, и на основании сопоставления могут выбирать полосу частот, в которой массив данных морской сейсморазведки с донной косой, показанный как изображение 112, может быть объединен с (например, добавлен к) массивом данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, показанным как изображение 110, что представлено на фиг. 5, как изображение 114 объединенных массивов данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения и массивов данных морской сейсморазведки с донной косой (т.е. изображение 112 представляет полосу частот, например полосу низких от 2 до 35 Гц массива данных морской сейсморазведки с донной косой, который может быть выбран и объединен с изображением 110 для создания изображения 114).

Согласно некоторым вариантам осуществления полосу частот могут выбирать таким образом, что массив данных морской сейсморазведки с донной косой объединяют с массивом данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения всякий раз, как отношение сигнал-помеха у массива данных морской сейсморазведки с донной косой выше, чем у массива данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения. Впрочем, для выбора полосы частот могут использовать другие параметры. Так, помимо получения желательных величин импульсов (например, импульсов высокого разрешения) в объединенном массиве данных, выбор полосы частот может быть основан на повышении отношения сигнал-помеха объединенного массива данных по сравнению с массивом данных трехмерных сейсмических изображений высокого разрешения. Согласно некоторым вариантам осуществления объединение массива данных морской сейсморазведки с донной косой в диапазоне от 2 до 35 Гц обеспечивает изображение, например изображение 114, улучшенное по сравнению с изображением 90 или изображением 94.

На фиг. 7 представлен более подробный вид полученного трехмерного сейсмического изображения 116 высокого разрешения, изображение 118 объединенного массива данных (например, демонстрирующего объединение массива данных морской сейсморазведки с донной косой с массивом данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения по полосе частот) и пример графика 126, демонстрирующего спектр амплитуд для отфильтрованного массива 128 данных морской сейсморазведки с донной косой, массива 130 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, и объединенный массив 132 данных (например, объединение массива 128 данных морской сейсморазведки с донной косой и массива 130 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения для выбранной полосы частот). Как видно, изображение 118 объединенного массива данных содержит области 120, 122 и 124, которые позволяют лучше определять разломы и русла, с лучшим разрешением отображают складки и демонстрируют большую непрерывность разных осей синфазности. Кроме того, изображение 118 объединенного массива данных содержит меньше энергии побочных максимумов в отражении от дна 28 моря. Более того, как показано на графике 126, объединенный массив 132 данных имеет более широкий спектр и полосу частот в диапазоне, например приблизительно от 2 до 200 Гц.

Как отмечено выше, получение желательных величин импульсов (например, импульсов высокого разрешения) в объединенном массиве данных может также быть фактором при выборе полосы частот, в которой массив данных морской сейсморазведки с донной косой объединяют с массивом данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения. На фиг. 8 представлен график 134 импульса 136, извлеченного из массива данных морской сейсморазведки с донной косой (например, отфильтрованного до полосы частот от 2 до 35 Гц), импульс 138, извлеченный из массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, и импульс 140, извлеченный из объединенного массива данных. Специалистам в данной области техники может быть понятно, что импульс 138, извлеченный из массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, и импульс 140, извлеченный из объединенного массива данных, более узкий (т.е. более ограниченный), чем импульс 136, извлеченный из массива данных морской сейсморазведки с донной косой и, кроме того, импульс 140, извлеченный из объединенного массива данных, содержит меньше энергии побочных максимумов по сравнению с импульсом 138, извлеченным из массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения. Аналогичным образом, импульс 136, извлеченный из данных морской сейсморазведки с донной косой, имеет более широкий импульс и больше энергии побочных максимумов, чем импульс 140, извлеченный из объединенного массива данных. Кроме того, объединение (например, сложение) импульса 138, извлеченного из массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, с импульсом 136, извлеченным из массива данных морской сейсморазведки с донной косой,

даст в результате импульс 140, извлеченный из объединенного массива данных.

Согласно некоторым вариантам осуществления сопоставление этих извлеченных импульсов 136, 138 и/или 140 (и согласно некоторым вариантам осуществления совместно с отношением сигнал-помеха массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, массива данных морской сейсморазведки с донной косой и объединенного массива данных) может представлять собой часть процедуры выбора для определения того, какую полосу частот массива данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения использовать с целью объединения с массивом данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения. Так, часть полосы частот изображения данных морской сейсморазведки с донной косой могут выбирать так, что при объединении выбранной полосы частот изображения данных морской сейсморазведки с донной косой (например, низкочастотной полосы, например, от 2 до 35 Гц) с трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения, в объединенном массиве данных максимально повышается отношение сигнал-помеха на всех частотах, когда получают импульс с наилучшей возможной разрешающей способностью (т.е. соответствующим извлеченному импульсу 140). Согласно другому варианту осуществления например, часть полосы частот изображения данных морской сейсморазведки с донной косой могут выбирать таким образом, что при объединении выбранной полосы частот изображения данных морской сейсморазведки с донной косой с изображением трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения получают наилучшее возможное отношение сигнал-помеха на всех частотах с меньшим приоритетом существования соответствующего импульса с наилучшим возможным разрешением. Таким способом полосу частот изображения морской сейсморазведки с донной косой, объединенную с трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения, могут настраивать в соответствии с желательными результатами.

Рассмотрим фиг. 9, где график 142 представляет собой пример объединенного массива 148 данных (объединение массива 144 данных морской сейсморазведки с донной косой и массива 146 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения), который может быть создан. Показано, что объединенный массив 148 данных имеет более широкий спектр полосы частот, чем массив 146 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, и также имеет повышенное отношение сигнал-помеха на низкочастотном конце показанного спектра по сравнению с массивом 146 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения. Таким образом, фиг. 9 наглядно иллюстрирует преимущества выбора конкретной полосы частот изображения морской сейсморазведки с донной косой, которую будут объединять с трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения. Таким образом, информацию, представленную на фиг. 8 и 9, могут использовать при определении порога частот для выбора полосы частот системы морской съемки с донным кабелем, и объединенный массив 148 данных на фиг. 9 может выступать в качестве показателя того, насколько правильно повышено или оптимизировано отношение сигнал-помеха в объединенном массиве 148 данных, поскольку он создан на основе выбранной полосы частот с повышенным отношением сигнал-помеха в изображении данных морской сейсморазведки с донной косой, которое объединено с трехмерным сейсмическим изображением высокого разрешения, что описано выше со ссылкой на фиг. 8.

На фиг. 10 проиллюстрированы дополнительные преимущества создания объединенного массива данных. Поверхность спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученная из массива 150 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения в интервале от 300 до 400 мс двойного времени пробега, и поверхность спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученная из объединенного массива 152 в интервале от 300 до 400 мс, представлены на фиг. 10. Поверхность спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученная из массива 150 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения, как правило, содержит больше помех и содержит плохо различимые детали особенностей меньшего размера по сравнению с поверхностью спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученной из объединенного массива 152. Подобным образом, поверхность спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученная из объединенного массива 152, содержит меньше помех (т.е. она чище) и лучше отображает детали и мелких, и крупных русел с большей четкостью по сравнению с поверхностью спектральной декомпозиции после цветного суммирования, полученной из массива 150 данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения.

Соответственно, специалистам в данной области техники может быть понятно, что для массивов данных с дополняющими спектрами объединенный массив данных (например, объединенный массив данных трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения и данных морской сейсморазведки с донной косой) может быть создан с более широким спектром и большее высокими значениями отношения сигнал-помеха. Например, анализ по видам в разрезе объединенного массива данных может обеспечить повышение качества изображения и отношения сигнал-помеха, лучшее описание характеристик разломов и лучшее определение мелкочастотных русел, например, при использовании спектральной декомпозиции с цветным суммированием.

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 конкретны-

ми 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, относят и применяют 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" Кодекса 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" Кодекса США.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ создания сейсмического изображения, предусматривающий
 - прием средством связи первого массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки первого типа;
 - прием средством связи второго массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки второго типа;
 - обработку с помощью процессора, соединенного со средством связи, первого массива сейсмических данных и второго массива сейсмических данных для создания сейсмического изображения, причем указанная обработка содержит этапы
 - фильтрации первого массива сейсмических данных с целью создания первого отфильтрованного массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;
 - фильтрации второго массива сейсмических данных с целью создания второго отфильтрованного массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;
 - вычисления куба временного сдвига между первым отфильтрованным массивом сейсмических данных и вторым отфильтрованным массивом сейсмических данных;
 - применения куба временного сдвига к первому сейсмическому массиву данных с целью создания согласованного массива данных; и
 - определение полосы частот и части второго массива сейсмических данных в зависимости от отношения сигнал-помеха (SNR) первого массива сейсмических данных и второго массива сейсмических данных;
 - объединение согласованных массивов данных с указанной частью второго массива сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных, имеющего указанную полосу частот, и
 - создание сейсмического изображения на основе объединенного массива данных, в котором сейсмическое изображение представляет углеводороды в области геологической среды земли или участки геологической среды, опасные для бурения.
2. Способ по п.1, в котором второй массив сейсмических данных создают с применением системы морской сейсморазведки с донной косой, представляющей собой систему съемки второго типа.
3. Способ по п.2, в котором первый массив сейсмических данных создают с применением морской системы съемки, размещенной вдоль поверхности водоема.
4. Способ по п.1, в котором SNR объединенного массива данных имеет значение, которое больше, чем второе отношение сигнал-помеха первого массива сейсмических данных и третье отношение сигнал-помеха второго массива сейсмических данных на соответствующих частотах.
5. Способ по п.1, в котором первый массив сейсмических данных предусматривает первую полосу частот, дополняющую вторую полосу частот второго массива сейсмических данных.
6. Способ по п.1, предусматривающий извлечение первого импульса на основе первого массива сейсмических данных.
7. Способ по п.6, предусматривающий извлечение второго импульса на основе второго массива сейсмических данных.
8. Способ по п.7, предусматривающий применение первого импульса и второго импульса для определения полосы частот, в которой объединяют первый массив сейсмических данных со вторым массивом сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных.
9. Способ по п.1, предусматривающий создание трехмерного сейсмического изображения высокого разрешения в качестве сейсмического изображения.
10. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить выполнение процессором
 - прием первого массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки первого типа;
 - прием второго массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки второго типа;
 - фильтрации первого массива сейсмических данных с целью создания первого отфильтрованного

массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;

фильтрации второго массива сейсмических данных с целью создания второго отфильтрованного массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;

вычисления куба временного сдвига между первым отфильтрованным массивом сейсмических данных и вторым отфильтрованным массивом сейсмических данных;

применения куба временного сдвига к первому сейсмическому массиву данных с целью создания согласованного массива данных;

определение полосы частот и части второго массива сейсмических данных в зависимости от отношения сигнал-помеха (SNR) первого массива сейсмических данных и второго массива сейсмических данных;

объединение согласованных массивов данных с указанной частью второго массива сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных, имеющего указанную полосу частот и отношение сигнал-помеха (SNR) на указанной полосе частот, которое повышено по сравнению со вторым отношением сигнал-помеха первого массива сейсмических данных на указанной полосе частот.

11. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.10, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить создание процессором сейсмического изображения на основе объединенного массива данных, в котором сейсмическое изображение представляет углеводороды в области геологической среды земли или участки геологической среды, опасные для бурения.

12. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.10, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить передачу процессором объединенного массива данных для создания сейсмического изображения на основе объединенного массива данных, в котором сейсмическое изображение представляет углеводороды в области геологической среды земли или участки геологической среды, опасные для бурения.

13. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.10, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить выполнение процессором выбора части второго массива сейсмических данных.

14. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.13, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить выполнение процессором извлечения первого импульса из согласованного массива данных.

15. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.14, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить выполнение процессором извлечения второго импульса из части второго массива сейсмических данных.

16. Материальный машиночитаемый носитель для долговременного хранения по п.15, содержащий записанные на нем команды, предназначенные для того, чтобы обеспечить выполнение процессором применения первого импульса и второго импульса при определении полосы частот, в которой следует выполнить объединение согласованного массива данных с частью второго массива сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных.

17. Устройство создания сейсмического изображения, предусматривающее

средство связи, выполненное с возможностью

приема первого массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки первого типа;

приема второго массива сейсмических данных, созданного при помощи системы съемки второго типа;

процессор, соединенный со средством связи и рассчитанный на

фильтрацию первого массива сейсмических данных с целью создания первого отфильтрованного массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;

фильтрацию второго массива сейсмических данных с целью создания второго отфильтрованного массива сейсмических данных, имеющего первую полосу частот;

вычисление куба временного сдвига между первым отфильтрованным массивом сейсмических данных и вторым отфильтрованным массивом сейсмических данных;

применение куба временного сдвига к первому сейсмическому массиву данных с целью создания согласованного массива данных;

определение полосы частот и части второго массива сейсмических данных в зависимости от отношения сигнал-помеха (SNR) первого массива сейсмических данных и второго массива сейсмических данных;

объединение согласованного массива данных с указанной частью второго массива сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных, имеющего указанную полосу частот; и

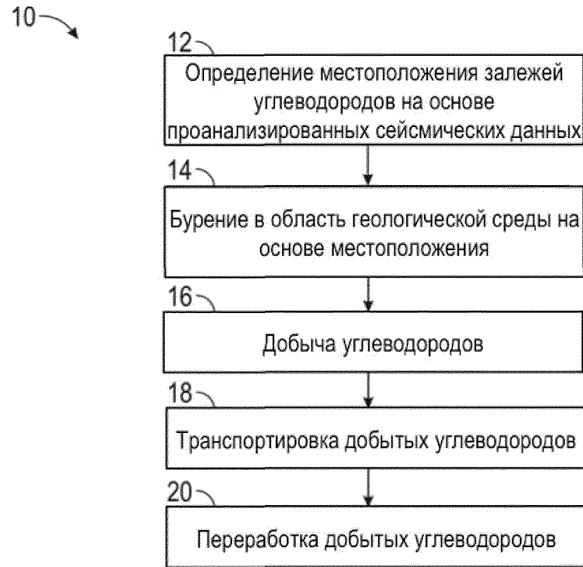
создание сейсмического изображения на основе объединенного массива данных, в котором сейсмическое изображение представляет углеводороды в области геологической среды земли или участки геологической среды, опасные для бурения.

18. Устройство по п.17, в котором процессор рассчитан на выбор части второго массива сейсмиче-

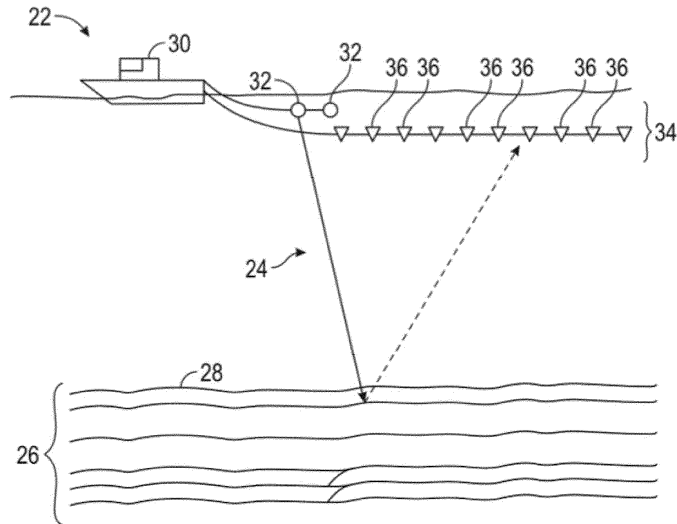
ских данных.

19. Устройство по п.18, в котором процессор рассчитан на извлечение первого импульса из согласованного массива данных; извлечение второго импульса из части второго массива сейсмических данных и применение первого импульса и второго импульса для определения полосы частот, в которой следует объединить согласованный массив данных с частью второго массива сейсмических данных с целью создания объединенного массива данных.

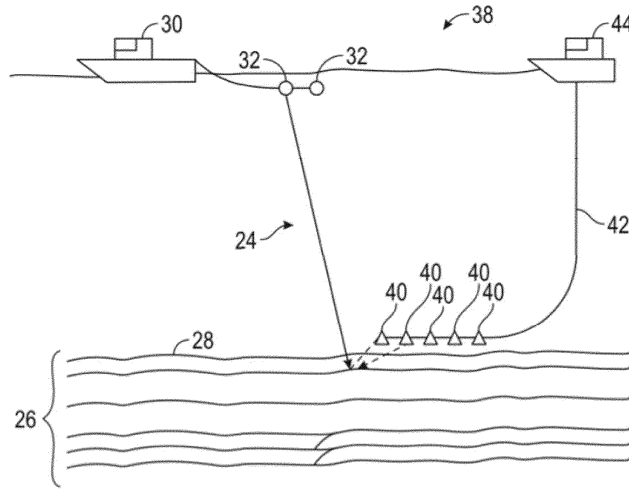
20. Устройство по п.17, в котором объединенный массив данных предусматривает SNR на указанной полосе частот, которое повышено по сравнению со вторым отношением сигнал-помеха первого массива сейсмических данных на указанной полосе частот.



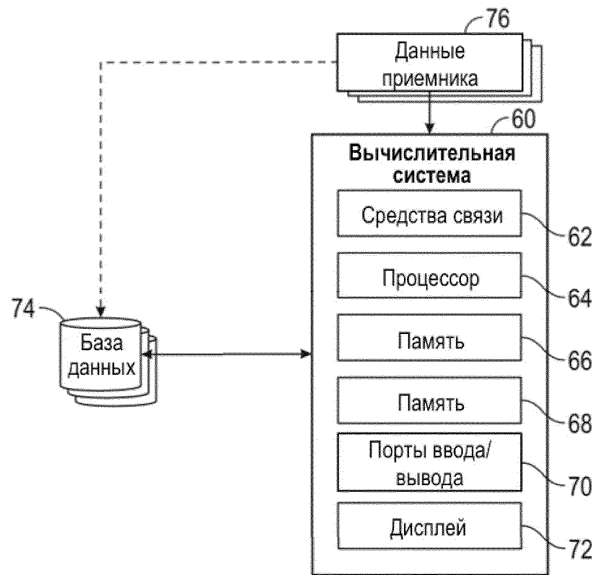
Фиг. 1



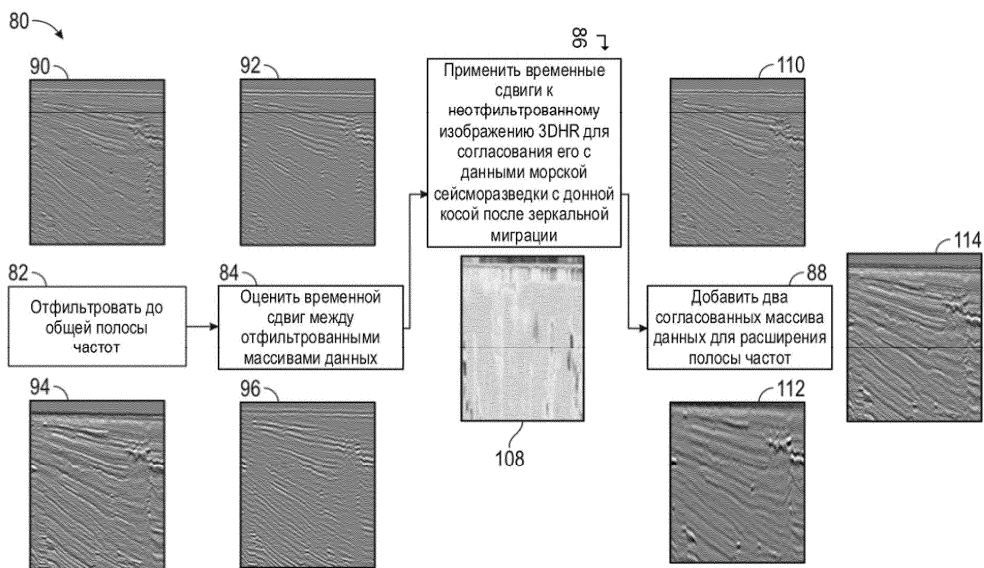
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

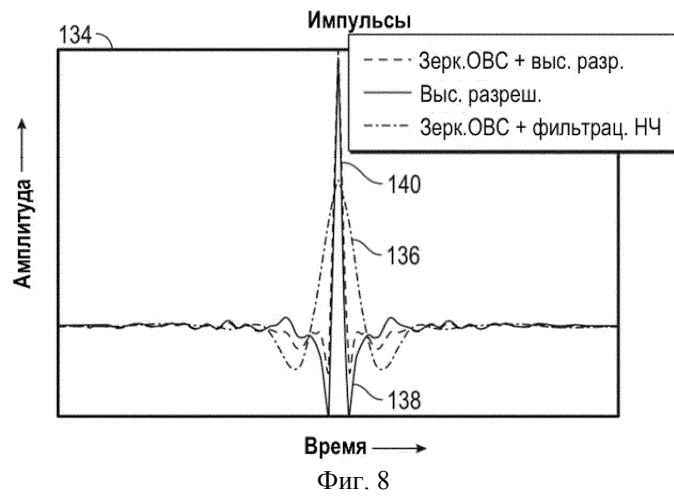
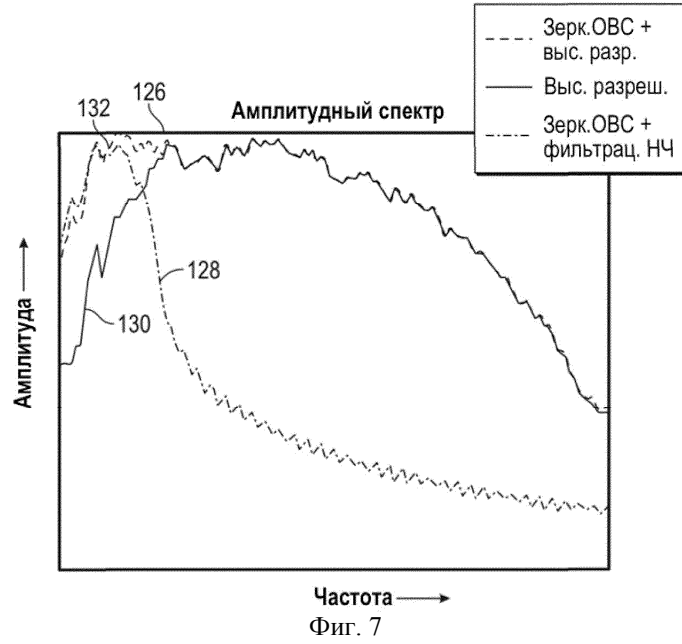
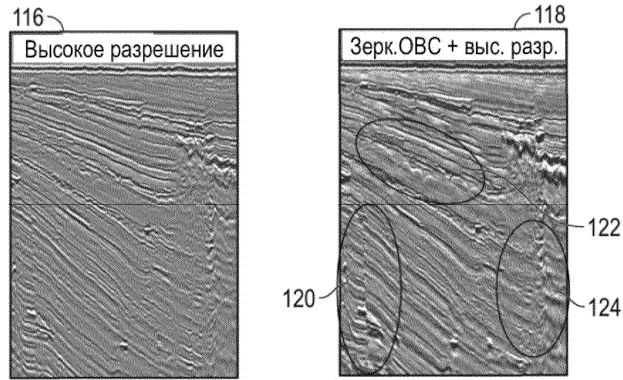


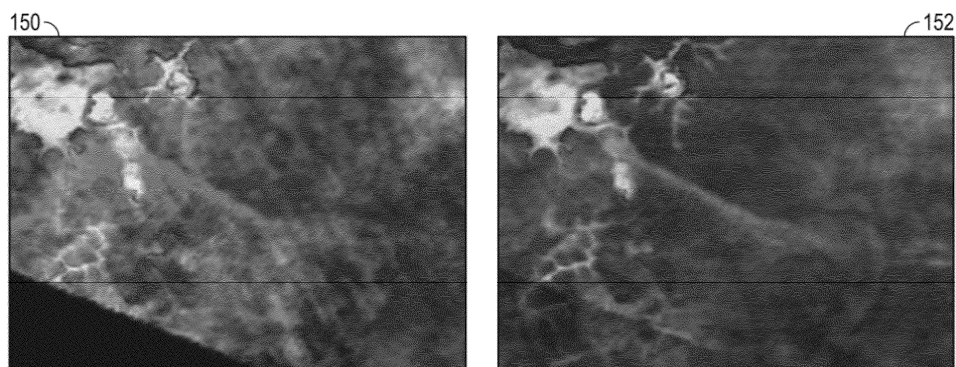
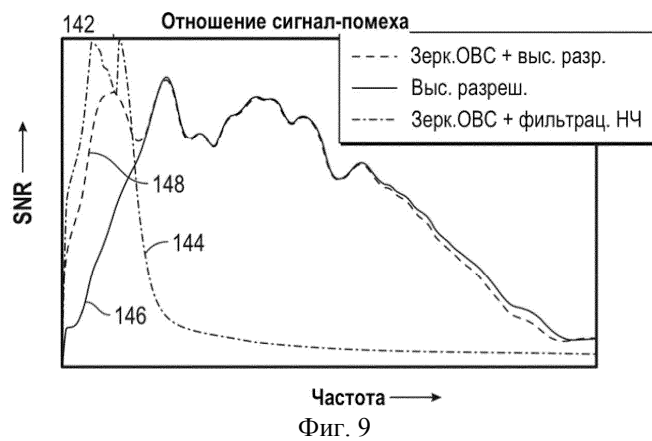
Фиг. 5

98 ↗



Фиг. 6





Фиг. 10

