

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036782**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.21

(51) Int. Cl. **G01V 1/28 (2006.01)**
G01V 1/38 (2006.01)

(21) Номер заявки
201791190

(22) Дата подачи заявки
2015.12.01

(54) **СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ**

(31) **62/086,362**

(56) **US-B2-7725266**
US-A1-2010002539
US-A-4319347

(32) **2014.12.02**

(33) **US**

(43) **2017.09.29**

(86) **PCT/US2015/063219**

(87) **WO 2016/089892 2016.06.09**

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

(72) Изобретатель:
Брендерс Эндрю Джеймс, Деллингер
Джозеф Энтони, Чжоу Минь (US)

(74) Представитель:
Гизатуллина Е.М., Угрюмов В.М.,
Строкова О.В., Карпенко О.Ю. (RU)

(57) В способе сейсмической съемки, описанном в настоящем документе, используют группу приемников и методологию обработки, которые предназначены для ослабления естественных фоновых сейсмических помех, которые регистрируют во время съемки вместе с сейсмическими данными. При таком подходе используют знания о том, что естественные фоновые сейсмические помехи имеют меньшую фазовую скорость, чем сейсмические сигналы, которые используют для построения изображений и инверсий, и в некоторых вариантах осуществления эти помехи могут приходиться с конкретных предпочтительных направлений. Раскрываемый способ включает в себя две стадии: 1) определение по предварительным сейсмическим данным диапазона фазовых скоростей и амплитуд естественных фоновых сейсмических помех, в котором преимущественно содержатся помехи, а также степени, до которой необходимо ослабить эти помехи; 2) проектирование съемки и способа обработки для ослабления этих помех относительно требуемого сигнала.

036782
B1

036782
B1

Ссылка на родственные заявки

Согласно настоящей заявке испрашивается приоритет в соответствии с предварительной заявкой на выдачу патента США № 62/086,362, поданной 2 декабря 2014 года с названием "Квадратные группы в морских сейсмических съемках", содержание которой полностью включено в настоящую заявку посредством ссылки.

Заявление касательно исследования или разработки, финансируемой из федерального бюджета - не применимо.

Предшествующий уровень техники настоящего изобретения

Раскрываемое в настоящем документе изобретение относится к сейсмическим съемкам и, в частности, к способу низкочастотных сейсмических съемок.

Сейсмическая съемка - это подход к исследованию подземных толщ в геологической среде с использованием звуковых волн. Сейсмическая съемка включает в себя передачу акустических или звуковых волн в природную среду таким образом, что они проникают в землю и проходят через изучаемые подземные геологические толщи. Во время их прохождения через толщи определенные особенности этих толщ будут возвращать волны назад к поверхности, где отраженные волны регистрируют.

Зарегистрированные возвращающиеся волны затем исследуют, чтобы получить информацию об этих толщах. Сейсмические данные, полученные из зарегистрированных волн, обрабатываются с тем, чтобы, например, получить изображение изучаемых подземных толщ. Часто эти изображения используют для моделирования подземных толщ. Например, для исследования подземных толщ часто разрабатывают модели, известные как "атрибутные модели геологической среды". Изображения и построенные по ним модели могут способствовать обнаружению полезных ископаемых. В частности, такими полезными ископаемыми могут быть нефть и природный газ. Эти способы могут применять для поиска других видов полезных ископаемых.

Один из типов сейсмических съемок - это "морская" сейсмическая съемка. Термин "морская" указывает только на то, что съемку выполняют в воде или на воде.

Это не обязательно означает, что съемку выполняют в среде с соленой водой. Хотя морские сейсмические съемки могут быть выполнены в среде с соленой водой, например, в океане, они также могут быть выполнены в слабоминерализованной воде - в заливах, эстуариях и приливных болотах. Их могут проводить даже в совершенно пресной воде, такой как находится в озерах и болотах.

Низкочастотная съемка - это еще одна сравнительно новая разработка в области сейсмических съемок. Исторически в сейсмических съемках используют сейсмические сигналы с частотами в диапазоне от 6 до 80 Гц, поскольку такие сигналы пригодны с точки зрения технических проблем, которые характерны для сейсмических съемок. Термин "низкие частоты" в этом историческом контексте понимают как частоты ниже которых получение удовлетворительного отношения сигнал-помеха с использованием традиционных источников сильно усложняется по мере уменьшения частот, т.е. при частотах ниже приблизительно 6-8 Гц.

Использование низких частот для получения изображения с использованием морских сейсмических данных оказалось сложным для частот ниже приблизительно 6 Гц, особенно для частот ниже приблизительно 4 Гц. Причем сложность двоякая: на низких частотах естественные фоновые сейсмические помехи геологической среды постепенно усиливаются, а мощность традиционных широкополосных источников, таких как пневмопушки, постепенно снижается. В результате в морских глубоководных сейсмических данных отношение сигнал-помеха может снижаться для частот ниже 4 Гц более, чем на 30 дБ на октаву.

Таким образом, несмотря на то, что в целом может существовать много подходящих способов получения сейсмических изображений, необходимость повышения эффективного отношения сигнал-помеха при сборе сейсмических данных на низких частотах продолжает стимулировать появление новшеств в данной области техники. В частности, помимо прочего, существует необходимость в способах съемки и обработки, которые улучшают сбор данных (съемку) и использование низкочастотных сейсмических данных с низкими частотами. По указанной причине эта область техники открыта для улучшений или, по меньшей мере, альтернативных средств, способов и конфигураций, которые могли бы способствовать усилиям по улучшению ситуации.

Краткое описание фигур

Прилагаемые фигуры, которые включены в настоящий документ и составляют его часть, иллюстрируют варианты осуществления настоящего изобретения и вместе с описанием служат для пояснения принципов настоящего изобретения. На фигурах изображено следующее.

На фиг. 1 представлен участок съемки в пределах изучаемой площади, на котором может быть проведена низкочастотная сейсмическая съемка, которая спроектирована в соответствии с раскрываемым в настоящем документе способом.

На фиг. 2 представлен реализованный на компьютере способ в соответствии с одним аспектом раскрываемого здесь способа.

На фиг. 3 представлены отдельные части архитектуры программных и аппаратных средств в том виде, как они могут быть использованы в некоторых аспектах раскрываемого здесь способа.

На фиг. 4 представлен один конкретный вариант осуществления, в котором изображенный на фиг. 2 способ является частью более масштабной процедуры.

На фиг. 5 схематически представлено получение массива сейсмических данных в варианте осуществления, показанном на фиг. 4.

На фиг. 6 представлен пример расположения приемников по сетке для съемки, подобный тому, что использован в съемке на фиг. 5.

На фиг. 7 представлен один конкретный пример осуществления вычислительного устройства, изображенного на фиг. 3 и используемого в примере осуществления, который изображен на фиг. 4, в частности, компьютерная система, на которой в некоторых примерах осуществления могут быть осуществлены некоторые аспекты настоящего изобретения.

На фиг. 8 представлен пример проекта съемки, который может быть составлен в некоторых вариантах осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 9 схематически представлена низкочастотная морская сейсмическая съемка, проведенная в соответствии с проектом съемки на фиг. 8.

На фиг. 10 представлена сейсмограмма общего пункта взрыва, приблизительно похожая на ту, что будет получена в результате низкочастотной морской съемки, показанной на фиг. 9.

На фиг. 11 представлен другой вариант осуществления, альтернативный тому, что показан на фиг. 4.

На фиг. 12 представлено ослабление чебышевского частотного фильтра 3×3 для схемы фиг. 8.

На фиг. 13А-13В представлена концептуальная схема одной конкретной съемки; эта схема может быть использована в варианте осуществления по фиг. 11.

На фиг. 14 представлено схематическое изображение зависимости сигнал-помеха для морских донных данных, полученных в ходе глубоководной съемки в Мексиканском заливе.

На фиг. 15 представлено схематическое изображение "радарного" анализа морских донных данных, полученных в ходе глубоководной съемки в Мексиканском заливе.

На фиг. 16 и фиг. 17 показано графическое представление одного конкретного варианта осуществления способа полноволновой инверсии в том виде, как она может быть осуществлена в некоторых аспектах представленного в настоящем документе способа.

На фиг. 18 представлены некоторые аспекты программного и аппаратного обеспечения в соответствии с одним конкретным вариантом осуществления вычислительного устройства, такого как может быть использовано для реализации способа полноволновой инверсии, показанного на фиг. 16 и фиг. 17.

Раскрытие вариантов осуществления

В способе морской сейсмической съемки, описанном в настоящем документе, используют группу приемников и методологию обработки, которые предназначены для ослабления естественных фоновых сейсмических помех, которые регистрируют вместе с сейсмическими данными во время съемки. При таком подходе используют знания о том, что естественные фоновые сейсмические помехи имеют меньшую фазовую скорость, чем сейсмические сигналы, которые используют для построения изображений и инверсий и, в некоторых вариантах осуществления, эти помехи могут приходиться с конкретными предпочтительными направлениями. Раскрываемый способ включает в себя две стадии: 1) определение по предварительным сейсмическим данным диапазона фазовых скоростей и амплитуд естественных фоновых сейсмических помех, в котором преимущественно содержатся помехи, а также степени, до которой необходимо ослабить эти помехи; 2) проектирование съемки и способа обработки для ослабления этих помех относительно требуемого сигнала. В некоторых вариантах осуществления раскрываемого способа также используют направление или азимут прихода помех, поскольку, там, где это возможно, их использование иногда может быть полезным.

То, что составляет "в основном помехи", а также требуемая степень ослабления помех будут отличаться в разных вариантах осуществления в зависимости от конкретных деталей реализации. В данной области техники хорошо известно, что все сейсмические данные содержат в себе помехи, и что величину этих помех измеряют отношением "сигнал-помеха" или "сигнал-шум" (S/N). Как правило, отношение сигнал-помеха в любом массиве сейсмических данных должно быть достаточно высоким, чтобы последующая обработка давала результаты, пригодные для той цели, с которой выполняют обработку. Соответственно, требуемое отношение сигнал-помеха и, таким образом, требуемое ослабление помех будет зависеть от применяемой обработки и использования результатов обработки. Следовательно, то, что составляет "в основном помехи", не поддается объективной количественной оценке из-за особенностей конкретной реализации. Для целей настоящего изобретения недопустимые помехи - это те, которые значительно ухудшают возможность использования того сигнала, с которым они перекрываются.

Например, одна из важных целей сбора низкочастотных данных состоит в применении полноволновой инверсии. Полноволновая инверсия - это итеративный способ оптимизации в попытке найти модель геологической среды, которая объясняет всю сейсмическую информацию, зарегистрированную приемниками. В соответствии с одним вариантом осуществления в результате полноволновой инверсии получают трехмерный объем с прогнозным значением атрибута геологической среды в каждой точке этого объема. В вариантах осуществления атрибутом геологической среды может быть, но не ограничиваться

им, скорость продольных волн, скорость поперечных волн, плотность, параметры анизотропии, упругие постоянные (модули упругости) параметры затухания или скорости других волн в геологической среде.

Один широко используемый алгоритм полноволновой инверсии - это полноволновая инверсия в частотной области, в частности, фазовая полноволновая инверсия в частотной области; в этом случае для инверсии используют только фазовую (без амплитудной) составляющую данных. Для определения влияния помех окружающей среды на фазовую полноволновую инверсию в частотной области мы сначала моделируем сейсмическую съемку без помех и для каждой пары источник-приемник рассчитываем фазу. Затем мы добавляем к результатам моделирования соответственным образом масштабированные измерения (микросейсмических) помех окружающей среды на изучаемой площади, и снова рассчитываем фазы для каждой пары источник-приемник. Разность между ними указывает на рассогласование фаз, обусловленное помехами окружающей среды.

Моделирование показывает, что результаты фазовой полноволновой инверсии в частотной области несущественно ухудшаются, если среднеквадратические фазовые погрешности, привнесенные помехами, меньше, чем приблизительно 20 градусов. Затем необходимо определить насколько требуется ослабить помехи, чтобы понизить среднеквадратические фазовые погрешности до уровня ниже этого порога. Продолжим с этим примером: модельный монохроматический сигнал с частотой 1.5 Гц и продолжительностью 1 мин, обработанный на фоне измеренных помех, дает фазовую погрешность в 2 градуса на расстоянии 1 км, 10 градусов на расстоянии 5 км, 20 градусов на расстоянии 10 км, 41 градус на расстоянии 20 км и 57 градусов на расстоянии 30 км. Таким образом, на расстоянии 10 км отношение сигнал-помеха (приблизительно 2.5) вполне подходит, но если требуются удаления в 30 км, тогда необходимо ослабить помехи относительно сигнала с частотой 1.5 Гц приблизительно в $30/10=3$ раза или приблизительно на 10 дБ. Таким образом, в этом конкретном варианте осуществления с этими конкретными параметрами данные, которые являются "в основном помехами", имеют отношение сигнал-помеха $S/N \geq 2.5$. Специалисты в данной области техники, понимающие преимущества от использования настоящего изобретения, смогут выполнить аналогичные вычисления для других условий съемки.

Группирование приемников для ослабления "медленных" помех (от медленно движущихся источников помех) - традиционный способ для наземных сейсмических съемок. Наземные группы приемников обычно содержат большое число элементов. Такие большие группы непрактичны для использования в съемках с узлами, расположенными на морском дне. Поэтому общепринятое в данной области техники мнение состоит в том, что в морских съемках такие группы не являются полезными и не используются.

Для получения полезного результата полноволновая инверсия в частотной области требует данных только на небольшом количестве дискретных частот. Как правило, из этого небольшого числа дискретных частот только самая низкая находится под значительным влиянием помех окружающей среды и требует использования группирования приемников для их подавления. Таким образом, мы обнаружили, что для съемок с узлами, расположенными на морском дне, которые выполняют для целей полноволновой инверсии в частотной области, можно оптимизировать схему группы для этой самой низкой частоты. В отличие от традиционной схемы широкополосной группы применение узкой полосы частот позволяет очень существенно снизить количество требуемых элементов, что допускает регистрацию полезных данных на более низких частотах, чем было бы возможно в противном случае. Чем ниже полезные частоты в данных, тем выше скоростные аномалии, которые могут быть успешно обнаружены при помощи полноволновой инверсии.

Несмотря на то, что этот способ описан с точки зрения его конкретной применимости к данным, собранным для целей обработки при помощи полноволновой инверсии в частотной области, специалисты в данной области техники поймут, что описанные здесь способы также подходят для применения в других способах обработки, таких как томография или получение изображений при помощи миграции.

Далее приведено подробное описание вариантов осуществления (иллюстративных вариантов осуществления) настоящего изобретения, примеры которых представлены на прилагаемых чертежах. Везде, где это возможно, для ссылки на одни и те же или подобные части на фигурах будут использованы одинаковые позиции.

Рассмотрим фиг. 1; морская сейсмическая съемка должна быть проведена на исследуемом участке 100 (участке работ), который расположен на изучаемой площади 105. Площадь 105 изучают из-за того, что она перспективна для добычи представляющих интерес ресурсов, например, жидких углеводородов. В этой отрасли прикладывают огромные усилия для обнаружения, изучения и приобретения прав на использование представляющих интерес площадей, таких как изучаемая площадь 105. То же справедливо и для выбора участка 100 исследования для проведения работ в пределах изучаемой площади 105. Соответственно, специалистам в данной области техники хорошо известны средства и способы, при помощи которых это делают, и поэтому мы не будем обсуждать это подробно, чтобы не затруднять понимание предмета изобретения.

На участке 100 работ и в целом на изучаемой площади 105 присутствуют естественные фоновые сейсмические помехи 110. Специалистам в данной области техники будет понятно, что естественные фоновые сейсмические помехи 110 обычно более рассеянные, чем можно предположить из графического элемента, который использован для их представления на фиг. 1. Характеристики естественных фоновых

сейсмических помех 110 можно описать при помощи атрибутов, таких как фазовая скорость, амплитуда, азимут и пр.; как правило, эти характеристики не будут сильно изменяться в пределах изучаемой площади 105 или будут плавно и предсказуемо изменяться в зависимости от местоположения.

Специалистам в данной области техники будет также понятно, что масштаб как участка 100 работ, так и изучаемой площади 105 может существенно варьироваться в зависимости от конкретного использования. Это справедливо и для относительных размеров. В некоторых вариантах осуществления участок 100 работ может иметь общие границы с изучаемой площадью 105 или почти совпадать с ней, тогда как в соответствии с другими вариантами осуществления он может составлять только малую часть этой площади. Это верно и для их абсолютных размеров. Например, они могут составлять несколько десятков квадратных миль или несколько сотен квадратных миль.

Раскрываемый в настоящем документе способ включает в себя реализованный на компьютере способ 200, который представлен на фиг. 2 и предназначен для проектирования низкочастотных морских сейсмических съемок. В данном случае "низкочастотная" подразумевает частоты ниже, чем приблизительно 6-8 Гц. В некоторых вариантах осуществления частоты будут ниже 4 Гц, в других будут использованы частоты до 2 Гц или приблизительно 1.5 Гц, или приблизительно 0.5 Гц. Уточнение "приблизительно" - это признание факта, что калибровка сейсмических источников, используемых при съемках, может быть нарушена, или они могут быть плохо откалиброваны, тогда источники одновременно могут излучать сигнал на дополнительных частотах (например, соответствующих гармоникам или частотам помех от компрессора), или что их сигнал может "плавать" или иными способами отклоняться от требуемого. Таким образом, уточнение "приблизительно" означает, что реальная частота находится в пределах погрешности, приемлемой для данной области техники в отношении требуемой частоты съемки.

Рассмотрим фиг. 1 и 2; съемка будет проведена путем буксирования одного или нескольких низкочастотных морских источников сейсмических колебаний (не показаны) в толще 115 воды, при этом на дне 120 моря будет расположена сетка приемников (не показана). Поскольку известно, что съемку будут проводить с использованием низких частот, также известно, что естественные фоновые сейсмические помехи 110 могут создавать проблемы в получаемом массиве данных. Соответственно, при помощи способа 200 делают попытку сгладить эти проблемы в схеме съемки путем проектирования группы приемников, которая будет подавлять естественные фоновые сейсмические помехи 110 в сейсмических данных, собранных во время съемки.

Проектирование групп приемников с целью ослабления естественных фоновых сейсмических помех подразумевает, что об этих помехах есть априорные знания. Эти знания могут быть получены из ранее собранных сейсмических данных, которые для настоящих целей будем называть "массивом предварительных сейсмических данных". Таким образом, в способе 200 сначала по естественным фоновым сейсмическим помехам в предварительных сейсмических данных определяют (позиция 210) диапазон фазовых скоростей, к которому относятся такие амплитуды по сравнению с требуемым сигналом, при которых помехи необходимо ослаблять, а также определяют степень, до которой необходимо ослабить эти помехи.

Способ 200 допускает разные варианты происхождения предварительных данных. Это могут быть "старые" данные предшествующих традиционных съемок. Или они могут быть получены традиционным способом специально для реализации настоящего способа. В некоторых вариантах осуществления они могут также быть результатом низкочастотной съемки. Для применения настоящего способа способ и сроки получения предварительных сейсмических данных не существенны. Однако независимо от соображений подобного рода сетка приемников, при помощи которой получают предварительные сейсмические данные, должна обеспечивать достаточную плотность датчиков, чтобы не возникало наложения ложных частот (эляйсинга) на естественные фоновые сейсмические помехи 110. В соответствии с одним конкретным вариантом осуществления такой плотности достигают при расстоянии между приемниками 450 м.

Предварительные данные должны быть получены на исследуемом участке 100 работ, а если нет, то на изучаемой площади 105. Естественные фоновые сейсмические помехи 110 могут быть определены напрямую, если предварительные сейсмические данные получены на участке 100 работ. Однако это не обязательное требование, и естественные фоновые сейсмические помехи 110 можно оценить по сейсмическим данным, полученным на изучаемой площади 105. Специалистам в данной области техники будет понятно, что естественные фоновые сейсмические помехи 110 будут изменяться в зависимости от местоположения. Таким образом, если предварительные данные собраны на изучаемой площади 105, то естественные фоновые сейсмические помехи 110 оценивают, а не определяют напрямую.

Это неявно ограничивает изучаемую площадь 105 областью, в которой все получаемые сейсмические данные содержат естественные фоновые сейсмические помехи 110, по меньшей мере сходные с теми, что обнаружены на участке 100 работ. Поскольку естественные фоновые сейсмические помехи 110 изменяются в зависимости от местоположения, то же происходит и на изучаемой площади 105. В соответствии с одним конкретным вариантом осуществления считают, что изучаемая площадь 105 ограничена бассейном, в котором находится участок 100 работ.

Диапазон частот и амплитуды естественных фоновых сейсмических помех будут, как правило, из-

меняться в зависимости от времени года и состояния моря. Эти изменения также можно измерять и оценивать, и их можно использовать с целью уточнения оценок естественных фоновых сейсмических помех при планировании. Например, если уровни помех измеряли летом, а съемку планировали на зиму, оценки уровней летних помех могли быть скорректированы для обеспечения более точной оценки их вероятных зимних уровней.

Предварительные сейсмические данные должны также быть подходящими для анализа головных волн. Один соответствующий анализ головных волн (box wave) описан в связи с наземными съемками в Главе 11 книги *Carbonate Seismology, Volume 6*, Palaz et al. eds. (1997). В связи с этим акустические волны, которые регистрируют при записи сейсмических данных, относительно слабее, но имеют относительно большую скорость, чем естественные фоновые сейсмические помехи 110. Это классический сценарий головных волн, особенно когда естественные фоновые сейсмические помехи 110 приходят из известного диапазона азимутов. Поэтому в способе 200 стремятся снизить или подавить естественные фоновые сейсмические помехи 110 при помощи группы приемников, предназначенной (позиция 220) ослабить нежелательные более медленные типы волн и пропустить волны с большими фазовыми скоростями.

Соответственно, затем в способе 200 (позиция 220) проектируют низкочастотную сейсмическую съемку на исследуемом участке работ. Это включает в себя как группу донных сейсмических приемников (позиция 230), в которой приемники расположены так, чтобы фильтровать естественные фоновые сейсмические помехи 110, так и схему возбуждения источников сейсмических колебаний (позиция 240).

Специалистам в данной области техники, понимающим преимущества от использования настоящего изобретения, будет также ясно, что аспект раскрываемого здесь способа, проиллюстрированный на фиг. 2, основан на использовании программного обеспечения (т.е. реализован на компьютере). На фиг. 3 схематически показаны отдельные части архитектуры программных и аппаратных средств 300 в том виде, как они могут быть использованы в некоторых аспектах настоящего изобретения. Вычислительное устройство 300 включает в себя, по меньшей мере, электронный процессор 303, взаимодействующий с хранилищем 306 по каналам 309 передачи информации.

Электронный процессор 303 может быть любым подходящим электронным процессором или группой процессоров, известных в данной области техники. Специалистам в данной области техники будет понятно, что, в зависимости от известных подробностей конкретной реализации, в разных вариантах осуществления некоторые типы процессоров будут более предпочтительны. Обычно в процессе проектирования учитывают такие факторы, как мощность процессора, скорость, стоимость и потребление энергии, они существенно зависят от конкретной реализации.

Поскольку они повсеместно используют в данной области техники, такие факторы будут легко согласованы друг с другом специалистами в данной области техники, понимающими преимущества от использования настоящего изобретения. Поэтому специалисты в данной области техники, понимающие преимущества от использования настоящего изобретения, поймут, что электронный процессор 303 теоретически может быть электронным микроконтроллером, электронным контроллером, электронным микропроцессором, группой электронных процессоров или надлежащим образом запрограммированной специализированной интегральной микросхемой (ASIC), программируемой логической матрицей (FPGA) или графическим процессором (GPU). В некоторых вариантах осуществления могут быть использованы некоторые сочетания этих типов процессоров.

Однако специалисты в данной области техники также поймут, что массивы данных, такие как предварительные сейсмические данные (PSD) 324, имеют довольно большой объем, и что описанная здесь обработка требует большого объема вычислений. Поэтому типичные реализации электронного процессора 303 фактически содержат несколько групп электронных процессоров, распределенных между несколькими согласованно работающими вычислительными устройствами. Один из таких вариантов осуществления описан ниже. Эти соображения также оказывают влияние на реализацию хранилища 306 и каналы 309 передачи информации.

Хранилище 306 может включать в себя жесткий диск и/или оперативную память (RAM) и/или съемные носители, такие как гибкий магнитный диск 312 и оптический диск 315. Хранилище 306 содержит несколько программных компонент. К этим компонентам относятся: операционная система (OS) 318; прикладная программа 321; структура данных, которая состоит из предварительных сейсмических данных 324; проект 327 (когда будет разработан) низкочастотной морской сейсмической съемки. Некоторые варианты осуществления могут также включать в себя структуру данных, которая состоит из низкочастотных морских сейсмических данных (LFD) 330. Хранилище 306 может быть распределено между несколькими вычислительными устройствами, как описано выше.

Так же, как и электронный процессор 303, конструктивные ограничения во всех конкретных вариантах осуществления могут оказывать влияние на конструкцию хранилища 306 в зависимости от конкретной реализации. Например, как отмечено выше, раскрываемый способ работает на объемных массивах данных, что обычно упрощается использованием разных накопителей данных, таких как избыточный массив независимых дисков (RAID). Специалистам в данной области техники известны также другие типы накопителей данных, которые могут быть использованы в дополнение или вместо RAID. Так же, как и в случае с электронным процессором 303, в процессе проектирования эти типы факторов общеиз-

вестны, и специалисты в данной области техники, понимающие преимущества от использования настоящего изобретения, легко смогут найти их оптимальное соотношение в зависимости от ограничений конкретного проекта реализации.

Электронный процессор 303 работает под управлением операционной системы 318 и выполняет прикладную программу 321 с использованием канала 309 передачи информации. Этот процесс может начинаться автоматически, например, при запуске, или по команде пользователя. Команда пользователя может быть отдана напрямую при помощи пользовательского интерфейса. С этой целью в приведенном примере осуществления компьютерная система 300 также использует пользовательский интерфейс 342.

Пользовательский интерфейс 342 содержит программу 345 пользовательского интерфейса (UIS) и дисплей 340. Он может также содержать в себе периферийные устройства ввода/вывода (I/O), такие как кнопочная панель или клавиатура 350, мышь 355 или джойстик 360. Такие детали конкретной реализации не имеют значения для раскрываемого здесь способа. Например, некоторые варианты осуществления могут не содержать периферийных устройств ввода/вывода, если дисплей 340 оснащен сенсорным экраном. Соответственно, раскрываемый здесь способ допускает разные варианты этого аспекта компьютерной системы 300, и могут быть использованы любые обычные реализации, известные в данной области техники.

Кроме того, нет требований, чтобы функциональные возможности описанной выше компьютерной системы 300 были реализованы так, как описано в настоящем документе. Например, прикладная программа 321 может быть реализована в виде других программных компонент, таких как служебный процесс или утилита. Функциональные возможности прикладной программы 321 не обязательно должны быть объединены в одну компоненту и могут быть распределены между двумя или более компонентами. Таким же образом структуры данных для предварительных сейсмических данных 324 и низкочастотных морских сейсмических данных 330 могут быть реализованы с использованием любых подходящих структур данных, известных в данной области техники.

Как и в случае с электронным процессором 303 и хранилищем 306, реализация канала 309 передачи информации будет зависеть от конкретной реализации. Если компьютерная система 300 установлена на одном вычислительном устройстве, канал 309 передачи информации может быть, например, системой шин этого одного вычислительного устройства. Либо если компьютерная система 300 реализована на множестве объединенных в сеть вычислительных устройств, тогда канал 309 передачи информации может использовать проводную или беспроводную связь между вычислительными устройствами. По этой причине реализация канала 309 передачи информации будет существенно зависеть от конкретного варианта осуществления таким образом, как это известно специалистам в данной области техники, понимающим преимущества от использования настоящего изобретения.

Заметим, что обсуждаемые здесь разные массивы данных 324, 330 являются совокупностью упорядоченных данных, представительных для материального, реального мира, естественной природной среды. Они включают в себя материальные объекты из реального мира, которые относятся к этой среде, хотя в некоторых случаях они могут включать в себя данные, которые описывают характеристики сигнала. Например, сейсмические данные - это информация, которая описывает характеристики подземных толщ, которые стали ее источником. Подобным образом, схема 327 расположения профилей также представляет собой материальную среду из реального мира, а именно, расположение и функционирование компонент съемки во время сейсмической съемки.

В зависимости от конкретного реализуемого варианта осуществления сейсмические данные 324, 330 и схема 327 расположения профилей могут или не могут быть отображены на электронном дисплее для восприятия человеком или выведены в виде твердой копии. Для раскрываемого способа неважно как происходит такое отображение. В проиллюстрированных вариантах осуществления сейсмические данные 324, 330 и схему 327 расположения профилей не отображают, а анализируют без отображения.

Некоторые части представленного здесь подробного описания изложены в терминах программно реализованной процедуры, содержащей символические представления операций над битами данных в памяти компьютерной системы или вычислительного устройства. Эти описания и представления являются средствами, которые специалисты в данной области техники используют для более эффективной передачи содержания своей работы другим специалистам в данной области техники. Процедура и функционирование требуют конкретных манипуляций физическими величинами, которые приведут к физическим изменениям конкретного устройства или системы, на которой выполняют эти действия или на которой хранят результаты. Обычно, но не обязательно, эти величины принимают форму электрических, магнитных или оптических сигналов, которые можно хранить, передавать, комбинировать, сравнивать или выполнять с ними другие действия. Иногда считают удобным, особенно в целях широкого использования, называть эти сигналы битами, значениями, элементами, символами, термами, числами и т.д.

Однако следует помнить, что все эти названные и аналогичные термины должны быть связаны с соответствующими физическими величинами и являются просто удобными обозначениями, которые применяют для этих величин. Если в настоящем раскрытии специально не оговорено или из него иным образом не очевидно, эти описания относятся к действиям и процедурам электронного устройства, которое выполняет действия и преобразует данные, представленные в виде физических (электронных, маг-

нитных или оптических) величин в хранилище некоторого электронного устройства, в другие данные, так же представленные в виде физических величин в хранилище или на передающих или отображающих устройствах. Типичными терминами в таком описании, среди прочих, могут быть: "обработка", "вычисление", "расчет", "нахождение", "отображение" и подобные им.

Кроме того, выполнение функций программного обеспечения изменяет вычислительное устройство, на котором оно происходит. Например, сбор данных будет физически изменять содержимое хранилища так же, как и последующая обработка данных. Физическое изменение - это "физическое преобразование", которое приводит к изменению физического состояния хранилища данных вычислительного устройства.

Заметим, что программно реализованные аспекты изобретения обычно записывают на некоторый носитель - запоминающее устройство для хранения программ - или реализуют с использованием некоторой среды передачи информации. Запоминающее устройство для хранения программ может быть магнитным (например, гибким диском или жестким диском) или оптическим (например, постоянное запоминающее устройство на компакт-диске или CD-ROM) или электрически перепрограммируемым (например, флеш-память), оно может быть предназначено только для чтения или для неограниченного доступа. Таким же образом среда передачи информации может быть коаксиальным кабелем, витыми парами, оптическим волокном или некоторой другой средой передачи информации, известной в данной области техники. Изобретение не ограничено этими аспектами любых реализаций.

Специалистам в данной области техники будет понятно, что описанный выше способ может быть частью более масштабной процедуры - от сбора предварительных сейсмических данных 324 до проведения низкочастотной морской сейсмической съемки, для которой разрабатывают схему 327 расположения профилей. Для лучшего понимания раскрываемого здесь способа, его роль в такой масштабной процедуре далее будет раскрыта в соответствии с одним конкретным вариантом осуществления.

Рассмотрим фиг. 4; этот конкретный вариант 400 осуществления начинают со сбора (позиция 410) предварительных сейсмических данных. Эти сейсмические данные "предварительные" только в смысле их роли в разработке последующей низкочастотной морской сейсмической съемки. При проведении съемки, в ходе которой они получены, эти данные могут одновременно быть самостоятельным объектом. В этом смысле они могут быть совсем не "предварительными". В настоящем контексте их считают "предварительными", поскольку это не сейсмические данные, собранные во время низкочастотной морской сейсмической съемки, а данные, которые будут использованы для ее проектирования.

В конкретном примере, показанном на фиг. 5, сбор 410 данных выполняют в ходе обычной морской донной съемки. Буксирующее судно 500 буксирует по поверхности 506 воды один или несколько традиционных источников 503, которыми, например, могут быть пневмопушки или свип-источники, известные в данной области техники. Источник(и) 503 излучают в толщу 115 воды один или несколько сейсмических сигналов 509, которые проникают через морское дно 120 и затем взаимодействуют с подземными структурами 512, при этом часть сейсмических волн 515 возвращается обратно к поверхности.

Затем возвращающиеся сейсмические волны 515 распространяются обратно на сетку 518 приемников, которые расположены на дне 120 моря. Сетка приемников 518 включает в себя множество приемников 521 (на фиг. указан только один). Фиг. 6 взят из тезисов Dellinger, J., and J. Ehlers, "Low Frequencies With a 'dense' OBS Array: The Atlantis Green-Canyon Earthquake Dataset" ежегодной конференции SEG 2007 года (Общество геофизиков-разведчиков, 2007 г.); на этой фигуре показана схема размещения приемников в одной конкретной реализации сетки 518 приемников, где каждый пронумерованный кружок 600 (обозначен только один) представляет приемник 521. Заметим, что плотность приемников (т.е., < 450 м) будет означать, что частоты естественных фоновых сейсмических помех 110 не будут искажены. В зависимости от реализации приемники 521 могут быть гидрофонами, геофонами или многокомпонентными приемниками. Приемники 521 улавливают возвращающиеся сейсмические волны 515 и регистрируют их как сейсмические данные. Зарегистрированные данные, которые содержат в себе волны от известных искусственных сейсмических источников 503, называют "активными" сейсмическими данными.

Приемники 521 также регистрируют сейсмические данные от естественных источников, в частности, они ведут регистрацию в отсутствие работающих поблизости традиционных активных источников 503. Данные, зарегистрированные в отсутствие известных искусственных источников, называют "пассивными" сейсмическими данными. В этом конкретном варианте осуществления активные и пассивные сейсмические данные, зарегистрированные приемниками 521, считают "предварительными сейсмическими данными". Затем зарегистрированные предварительные сейсмические данные передают в вычислительный центр 524. Эту передачу могут осуществлять, например, в виде копии на магнитной ленте 527 или через спутник 530.

Вычислительный центр 524 содержит в себе вычислительную систему, при помощи которой, в соответствии с описанием выше, предварительные сейсмические данные обрабатывают для проектирования низкочастотной сейсмической съемки. Пример части вычислительной системы 700 представлен на фиг. 7. Компьютерная система 700 подключена к (компьютерной) сети, но подключение компьютерной системы 700 к сети не является обязательным требованием. Варианты осуществления могут задействовать, например, одноранговую архитектуру или некоторый гибрид одноранговой и клиент-серверной

архитектуры. Для применения настоящего изобретения размеры и местоположение компьютерной системы 700 не существенны. Размеры и местоположение могут изменяться от нескольких устройств локальной сети (LAN), расположенной в одном помещении, до многих сотен или тысяч устройств, распределенных по всему миру в виде корпоративной компьютерной системы.

Проиллюстрированная часть компьютерной системы 700 включает в себя сервер 710, запоминающее устройство 720 и рабочую станцию 730. Каждая из этих компонент может быть реализована в аппаратных средствах обычным способом. Варианты осуществления могут также содержать разные вычислительные устройства, используемые для реализации компьютерной системы 700. Кроме того, специалистам в данной области техники очевидно, что компьютерная система 700 и даже показанная ее часть могут быть гораздо более сложными. Однако такие детали обычны, и мы не будем их обсуждать или демонстрировать, чтобы не затруднять понимание заявленного ниже предмета изобретения.

На фиг. 7 показано, что прикладная программа 321 находится на сервере 710, а предварительные сейсмические данные 324, схема 327 расположения профилей морской сейсмической съемки и низкочастотные сейсмические данные 330 находятся на накопителе 720 данных. Это только один из способов размещения разных программных компонент, наш способ не зависит от их расположения. Несмотря на то, что в некоторых вариантах осуществления проблемы быстродействия при определенных местоположениях могут быть смягчены, в иных случаях местонахождение компонент программного обеспечения значения не имеет.

Вернемся к фиг. 4; предварительные сейсмические данные 324 анализируют для определения (позиция 420) по естественным фоновым сейсмическим помехам 110 в предварительных сейсмических данных на исследуемом участке 100 работ диапазона фазовых скоростей, к которому относят такие амплитуды относительно требуемого сигнала, при которых помехи необходимо ослаблять, а также определяют степень, до которой необходимо ослабить эти помехи. Также определяют (позиция 430) азимут прихода естественных фоновых сейсмических помех 110. Это можно сделать, выполняя так называемый в данной области техники "радарный" анализ предварительных сейсмических данных 324. Радарный анализ может быть выполнен прикладной программой 321, которая показана на фиг. 7, например, по команде пользователя 740.

На фиг. 14 и фиг. 15 представлен пример того, как можно определять фазовые скорости (позиция 420) и азимуты (позиция 430). С целью определения амплитуды фоновых помех откалиброванные спектры мощности строят для временных окон, извлеченных как из активных, так и из пассивных сейсмических данных. В некоторых вариантах осуществления активные и пассивные сейсмические данные могут получать из разных сейсмических съемок. На фиг. 14 показано представление типичного спектра активной и пассивной мощностей для донных сейсмических данных по глубоководной части Мексиканского залива. Во временном окне активных данных, показанном на фиг. 14, источниками были традиционные пневмопушки, расположенные приблизительно в 2.5 км от приемника. Как здесь показано, в изучаемом диапазоне частот (0.5-6 Гц) фоновые помехи и волны от традиционных источников могут быть хорошо аппроксимированы прямыми линиями на билогарифмическом графике.

По данным от активных источников графики могут быть построены для ряда местоположений источников, они будут демонстрировать как амплитуда традиционных источников изменяется в зависимости от удаления и, таким образом, как отношение сигнал-помеха изменяется в зависимости от удаления (расстояния между источником и приемником). В соответствии с другим вариантом кривую амплитуд для известного удаления могут смещать вверх и вниз для моделирования амплитуд при других удалениях на основе модели того, как амплитуда должна изменяться в зависимости от удаления, например, это может быть сферическое расхождение.

Заметим, что для традиционных источников-пневмопушек в глубоководной части Мексиканского залива, на частоте ниже 2 Гц активные данные очень похожи на пассивные данные даже при относительно близко расположенных активных источниках. Таким образом, анализ амплитуды помех окружающей среды с частотой ниже 2 Гц может быть выполнен даже по традиционным активным данным, поскольку традиционные сейсмические источники в этом диапазоне частот производят очень мало энергии. Для бассейнов некоторых океанов спектр помех окружающей среды опубликован и находится в свободном доступе, и это еще один возможный источник данных об уровнях помех окружающей среды. Спектр помех окружающей среды зависит от времени года и состояния моря, эти изменения можно учитывать при оценке уровня помех окружающей среды для проекта.

Моделирование ожидаемых проблем с получением изображения позволит определить насколько низки частоты и какие требования к отношению сигнал-помеха при максимальном расстоянии источник-приемник ожидаются для получения изображения изучаемых подземных толщ. В соответствии с другим вариантом для оценки можно использовать эмпирический опыт в похожих бассейнах и с аналогичными проблемами получения изображения.

Точки с надписью LFS на фиг. 14 указывают на диапазон возможных одночастотных зуммерных свип-сигналов, которые можно получить при использовании регулируемого низкочастотного источника (LFS). Дополнительную информацию о частотных зуммерных свип-сигналах можно найти в заявке на выдачу патента США № 13/327,524 и в заявке на выдачу патента США № 61/896,394, которые ниже

включены в качестве ссылки. Также могут быть использованы другие типы свип-сигналов, например, широкополосные свип-сигналы в ограниченном диапазоне частот (не более октавы). Заметим, что по сравнению с пневмопушками низкочастотный источник имеет значительно более узкую полосу частот, но он может достигать гораздо более высокого отношения сигнал-помеха в ограниченном диапазоне частот. Однако что касается пневмопушек, достижимая мощность быстро падает при снижении частот, так что необходимо искать компромиссное решение при поиске оптимального соотношения частот и отношения сигнал-шум.

Сигнал, которого можно добиться от регулируемого низкочастотного источника, выдающего конкретный свип-сигнал, может быть измерен эмпирически или оценен на основании таких соображений, как размеры устройства, водоизмещение, прикладываемая им к воде сила, оценка расхождения (распространения), затухание сигнала под землей и пр.; либо используют оба способа. Если на самой низкой требуемой частоте ожидают получить недостаточный сигнал источника, тогда следует рассчитать разность в децибелах (например, по графику, подобному фиг. 14), после чего провести исследование и найти способ повышения отношения сигнал-помеха за счет ослабления помех, по меньшей мере, на эту величину. Одно возможное решение состоит в усилении сигнала путем создания устройства большего размера или использования группы источников. Другое решение описано в настоящем документе и оно состоит в ослаблении помех относительно сигнала.

На фиг. 15 представлена схематическая "радарная" диаграмма данных давления от донной узловой сетки в глубоководной части Мексиканского залива. Полярная диаграмма демонстрирует энергию на сетке (такой, как представлена на фиг. 6) в зависимости от фазовой медленности (величина, обратная горизонтальной фазовой скорости) и азимута. Ноль-фазовая медленность (указывает на волну, которая падает на все части сетки одновременно) показана в центре. Наружное кольцо обозначает волну, которая движется со скоростью 1000 м/с, волна, движущаяся с севера на юг с этой скоростью находится на верхнем краю диаграммы, с запада на восток с этой скоростью - на левом краю диаграммы и пр.

В этом примере волна в основном приходит из азимутов с серединой на юго-востоке, диапазон фазовых скоростей составляет от 1600 до 3000 м/с. Требуемые данные от активного источника приходят с большей скоростью, они расположены ближе к центру диаграммы. Азимут, амплитуда и частотный диапазон помех окружающей среды могут изменяться в зависимости от времени года и погоды, а диапазон скоростей зависит от окружающей геологической обстановки и не должен изменяться. Таким образом, выбирая диапазон фазовой медленности для ослабления и требуемое подавление помех (в дБ) в этом диапазоне, мы можем спроектировать подходящую группу приемников, что известно специалистам в области анализа головных волн.

Группу приемников задают ее геометрией и набором весов A_j , которые применяют к элементам группы (здесь элементы группы проиндексированы по j). Один предпочтительный тип групп, широко известный в этой области техники, это чебышевский частотный фильтр, который максимально увеличивает минимальное ослабление в заданной полосе подавления частот. Возможны другие типы групп с разными полезными свойствами, они известны специалистам в области проектирования групп для ослабления поверхностных волн-помех.

Также радарный анализ может быть выполнен по активным данным с тем, чтобы определить скорости и азимуты волн от активных источников и убедиться в том, что эта группа не чрезмерно ослабляет требуемый сигнал. Активные источники могут также генерировать нежелательные сигналы, такие как поверхностные волны, теоретически эта группа может ослаблять и их.

После того, как естественные фоновые сейсмические помехи 110 и их азимут прихода определены (позиции 420, 430), способ 400 проектирует (позиция 220) низкочастотную сейсмическую съемку 327 на участке 100 работ. Это включает в себя как группу донных сейсмических приемников (позиция 230), в которой приемники расположены так, чтобы фильтровать естественные фоновые сейсмические помехи 110, так и схему возбуждения источников сейсмических колебаний (позиция 240). Как описано выше, группу приемников проектируют для ослабления естественных фоновых сейсмических помех 110, и схема возбуждения сейсмических источников дополняет проект группы приемников.

Вернемся к нашему конкретному примеру; группа приемников фильтрует сейсмическую волну по волновым числам (т.е., по обратным длинам волн, которые измеряют вдоль поверхности регистрации). Для определения минимального и максимального волнового числа определяют минимальную и максимальную фазовую скорость, в диапазоне между которыми требуется выполнить ослабление, и требуемую минимальную и максимальную частоту. Тогда минимальное волновое число - это минимальная частота, деленная на максимальную фазовую скорость, а максимальное волновое число - это максимальная частота, деленная на минимальную фазовую скорость.

В нашем примере и минимальная, и максимальная частота равна 1.6 Гц, поэтому минимальное волновое число - это 1.6 Гц/3000 м/с, а максимальное волновое число 1.6 Гц/1600 м/с. Оптимальная группа имеет интервал дискретизации Найквиста с центром между минимальным и максимальным волновыми числами. В нашем примере, если d - расстояние между центрами соседних групп, тогда $\frac{1}{2}d = \frac{1}{2}(1.6/3000 + 1.6/1600)$, и мы находим $d = 652.17$, или приблизительно 650 м.

На фиг. 12 для нашего примера представлено ослабление чебышевского частотного фильтра 3×3,

что обеспечивает минимальное ослабление приблизительно 18 дБ в требуемом интервале волновых чисел. В соответствии с другими вариантами осуществления возможно также использование других типов групп, например, усиление в полосе подавления частот может быть отрегулировано так, чтобы оно соответствовало форме спектра помех в этом окне волновых чисел. Возможны и другие конфигурации групп, например, шестиугольные группы 605 (обозначена только одна), как показано на фиг. 6, или по разным осям в группах могут быть разные расстояния. В некоторых вариантах осуществления способ развертывания узлов может не допускать возможности точно указывать где устанавливать узлы. Проект группы может быть модифицирован с учетом того, что развернутая группа может лишь приблизительно соответствовать проекту съемки в силу ограничений, связанных с местом установки узлов или точностью их размещения.

Минимальное ослабление чебышевского частотного фильтра зависит от соотношения минимального и максимального волновых чисел и количества элементов в группе. Группы с большим количеством элементов дают большее ослабление, но сопровождаются большими затратами на съемку; это широко известно специалистам в области проектирования групп. Заметим, что приведенные здесь примеры принципов проектирования аналогичны принципам проектировании наземных групп, для которых изначально разработали эти инструменты и эту методологию. Как правило, наземные группы должны работать с широкополосными данными, поэтому в таком случае используют гораздо большие группы, обычно не меньше, чем 12×12. Для получения низкочастотных сейсмических изображений особый интерес имеет применение полноволновой инверсии, где необходимо небольшое количество отдельных дискретных частот.

В этом примере нам не нужно проектировать широкополосную группу, поскольку, как показано на фиг. 14, отношение сигнал-помеха быстро возрастает с увеличением частоты. При более высоких частотах группа приемников для подавления помех окружающей среды не требуется, поэтому группы необходимы только на самых низких частотах, используемых в съемке. Поскольку мы пытаемся проектировать группу, которая ослабляет помехи на одной частоте, даже очень небольшая группа 3×3 будет обеспечивать значительное подавление помех.

За пределами полосы частот, для которой спроектирована группа, она может не обеспечивать существенного подавления помех. Однако помехи за пределами целевых частот легко можно подавить путем обычной частотной фильтрации во временной области, так что это не проблема.

После того, как группы приемников спроектированы, их включают в проект съемки. Сначала съемку проектируют обычным способом в предположении об отсутствии помех, затем каждый приемный узел в сетке приемников заменяют небольшой группой. Рассмотрим, например, проект 800 морской сейсмической съемки, схема которого представлена на фиг. 8. Как было упомянуто выше, раскрываемый в настоящем документе способ не обязательно предполагает отображение проекта 800 съемки для восприятия человеком. Фиг. 8 использована только для того, чтобы проиллюстрировать некоторые аспекты проекта 800 морской сейсмической съемки для лучшего понимания предмета изобретения, раскрываемого в настоящем документе.

Проект 800 морской сейсмической съемки включает в себя сетку 803 приемников, которая состоит из нескольких приемных профилей 806 на расстоянии 4 км друг от друга. В отсутствие помех окружающей среды один профиль узлов 809 (обозначен только один узел) будет расположен вдоль этого профиля с расстоянием друг от друга, которое определяется требованиями съемки к дискретизации. (Каждый узел представляет собой сейсмический приемник). Такую геометрию наблюдений, где пункты взрыва расположены близко друг к другу по одному направлению, а приемники расположены близко друг к другу в перпендикулярном направлении, можно назвать "разреженной 3D съемкой".

На фиг. 8 пункты взрыва расположены близко друг к другу вдоль горизонтальной оси этого чертежа, а приемники расположены близко друг к другу вдоль вертикальной оси этого чертежа. Изображения местоположений пунктов 810 взрыва (на фиг. обозначен только один) показаны на профиле 815 взрыва; расстояние между ними составляет 150 м. Здесь "близко друг к другу" означает "интервал дискретизации достаточно мал, чтобы изучаемые волновые поля были представлены без наложения ложных частот (элейсинга)". В соответствии с критерием дискретизации Найквиста "близко друг к другу" означает расстояние между соседними отсчетами $\leq \frac{1}{2}V/F$, где F - частота, V - горизонтальная фазовая скорость изучаемого волнового поля. "Разреженная" означает, что плотность отсчетов значительно меньше, чем эта, т.е., расстояние между соседними отсчетами более, чем в три раза больше по сравнению с высокой плотностью отсчетов.

На практике эти профили должны быть строго перпендикулярны, но в этом случае для сохранения эффективной дискретизации расстояние между соседними отсчетами вдоль профиля с отклонением следует умножать приблизительно на косинус угла отклонения от перпендикуляра. Таким образом, требуется больше пунктов взрыва или приема, и такая геометрия будет менее эффективной.

Возможны другие проекты съемки. В частности, было обнаружено, что для полноволновой инверсии (FWI) нет необходимости в таком же покрытии, как для получения изображения. Полноволновая инверсия требует хорошей дискретизации вдоль каждой оси либо в области пунктов взрыва, либо в об-

ласти пунктов приема, но не в обеих этих областях. Существует три основных способа достижения требуемой дискретизации. Разреженная 3D съемка (такая, как на фиг. 8) позволяет достичь требуемой дискретизации с перпендикулярными профилями пунктов взрыва и пунктов приема, причем по каждому из направлений плотность выше вдоль профиля и ниже в перпендикулярном направлении.

В соответствии с другим вариантом, при съемке с разреженными приемниками пункты взрыва расположены на площади плотно, в этом случае приемники могут быть расположены реже. Это типичная стратегия съемок, которую применяют на обычных частотах, поскольку гораздо дешевле работать при плотном покрытии источниками (как правило, пневмопушки буксируют за судном), чем при плотном покрытии донными морскими приемниками (которые может быть необходимо размещать вручную по одному с помощью подводных аппаратов с дистанционным управлением (ROV)). На фиг. 6 представлен пример такой сетки приемников для традиционной сейсмической съемки. Узлы находятся на расстоянии ~450 м друг от друга, это невысокая для традиционных сейсмических частот плотность. Традиционные сейсмические частоты преимущественно имеют величину превышающую 6 Гц. Здесь термин "преимущественно" означает, что некоторые широкополосные источники (такие как пневмопушки) излучают волны на многих частотах, некоторые из этих частот могут быть отличными от частот, которые считают номинальной частотой сигнала. Специалисты в данной области техники, понимающие преимущества настоящего изобретения, признают, что даже если сигналы номинально считают превышающими 6 Гц, они могут сопровождаться некоторым небольшим количеством волн с частотой ниже 6 Гц. Таким образом, сигнал является "преимущественно" большим 6 Гц в этом смысле.

Однако та же сетка приемников с узлами, которые находятся приблизительно в 450 м друг от друга, становится плотной для частот ниже приблизительно 1.7 Гц. Таким образом, в некоторых вариантах осуществления, особенно в "совмещенной" съемке, где сеть приемников, предназначенную для традиционной съемки, используют также для низкочастотной съемки, съемка с разреженными пунктами взрыва может быть использована для низкочастотной съемки. В съемке с разреженными пунктами взрыва пункты взрыва могут быть расположены реже (на большем расстоянии друг от друга), и для достижения требуемой дискретизации используют преимущества плотной сетки приемников (т.е., сетка приемников плотная по обеим горизонтальным осям). Заметим, что "совмещенная" съемка получается в результате однократного сбора данных.

В данном контексте "редкая" означает, что расстояния между приемниками гораздо больше, чем требуется при традиционных частотах, т.е. частотах не менее приблизительно 6-8 Гц. Например, в соответствии с одним конкретным вариантом осуществления используют плотное расположение пунктов взрыва по площади, но очень большое расстояние между узлами; например, сетку с узлами в 4 км друг от друга. Однако расстояния не должны быть "чрезмерно большими", т.е. больше, чем 10 км друг от друга; это может дать нежелательные артефакты.

Эти наблюдения могут быть основанием для разных стратегий съемок. Например, можно использовать более плотную сетку узлов (такую, как сетка на фиг. 6) в центральной части изучаемой модели, эта сетка будет выполнять двойную функцию, т.е. одновременно и для традиционных целей получения изображения. Затем ее будет окружать гораздо более редкая сетка узлов, достаточная для съемки со сверхбольшими удалениями с целью выполнения полноволновой инверсии на изучаемой площади. В соответствии с другим вариантом обширная по площади сетка узлов может быть дорогостоящей, поскольку судну-укладчику узлов потребуется проходить большие расстояния между местоположениями узлов, и переходы займут много времени. Если съемка не требует широкого распределения удалений, тогда наиболее экономически эффективной стратегией развертывания может быть более плотное расположение узлов на профиле на одном или нескольких удалениях вдали от центра площади.

Например, может быть достаточно "ограды из приемников" по периметру участка работ. Одним из вариантов может быть съемка по спиральной траектории, при которой узлы развертывают по спиральной схеме; при этом витки спирали располагают относительно близко друг к другу в центре и далеко друг от друга на внешнем краю. Такая схема может также окружать традиционную прямоугольную сетку, такую как показана на фиг. 6. Либо, если каждый новый профиль пунктов взрыва/приемников добавляет значительные расходы, а более мелкая дискретизация на профилей пунктов взрыва или приемников добавляет только дополнительные расходы, это способствует использованию разреженной 3D съемки с большими расстояниями между профилями пунктов взрыва, которые проходят в одном направлении, и большими расстояниями между профилями с узлами приемников, которые проходят в другом направлении.

Независимо от выбранного проекта съемки отдельные приемники в этом проекте могут быть заменены на группы приемников, предназначенные для ослабления помех окружающей среды по сравнению с требуемым сигналом. Вернемся к проекту разреженной 3D съемки на фиг. 8; приемные профили - это широкие профили шириной в три узла, расстояние между узлами в полосе 650 м. Узлы 809 вдоль широкого приемного профиля собраны в квадраты 3x3 со стороной 1300 м. Показанные расстановки 806 - это "шаблоны", которые повторяют достаточное количество раз для охвата всего исследуемого участка 100 работ. Квадратные расстановки с узлами 3x3 подавляют помехи приблизительно одинаково во всех направлениях. Однако проект, который включает в себя три параллельных профиля, также допускает перекрытие соседних расстановок; перекрывающиеся расстановки могут иметь более трех рядов из элемен-

тов группы вдоль оси широкого приемного профиля; например, группа 801 приемников содержит в себе 3×5 элементов. Ось наибольшего подавления этой неквадратной группы обозначена стрелкой 812.

Заметим, что съемка с "широкими приемными профилями", такая как показано на фиг. 8, особенно подходит для систем с донными морскими кабелями или с узлами на тросах. В соответствии с одним вариантом осуществления узлы на тросах - это донные морские узлы, которые имеют независимые блоки регистрации с автономным питанием, "нанизанные" на тросы, которые используют для их развертывания. Чтобы выполнять съемку с "широким приемным профилем" с шестиугольными, а не квадратными или прямоугольными группами приемников, положение узлов вдоль профиля на каждом кабеле или тросе можно регулировать как показано на фиг. 8. Эффекта "широкого приемного профиля" можно также достигнуть путем укладки одного кабеля по синусоиде, зигзагом, пилообразно или другим непрямолинейным способом. У кабеля, который укладывают не в траншею, такой способ укладки может также улучшить сцепление с дном моря.

Проект 800 морской сейсмической съемки также включает в себя схему возбуждения источников сейсмических колебаний. Фиг. 8 содержит несколько представительных изображений морских профилей 815 (обозначен только один), по которым будут буксировать сейсмические источники (не показаны). Направление вдоль профиля возбуждения обозначено стрелкой 818, перпендикулярное направление обозначено стрелкой 821. В этом конкретном варианте осуществления морские профили 815 находятся на расстоянии 1 км друг от друга.

Вернемся к фиг. 4; далее по нашему способу выполняют (позиция 440) низкочастотную морскую сейсмическую съемку в соответствии с проектом 800 морской сейсмической съемки. На фиг. 9 схематически представлена одна конкретная низкочастотная морская сейсмическая съемка 900, проведенная в соответствии со схемой 800 съемки, которая показана на фиг. 8 и получена как описано выше. Съемку 900 проводят наподобие съемки 500 на фиг. 5; изменения внесены в соответствии с проектом 800 съемки.

В частности, в съемке 900 используют низкочастотный морской источник 903 сейсмических колебаний. Один подходящий источник описан и заявлен в патенте США № 8,387,744. Однако раскрываемый здесь способ не ограничен этим конкретным источником. Могут быть использованы любые подходящие низкочастотные морские сейсмические источники, известные в данной области техники. Заметим, что до некоторой степени то, что представляет собой "подходящий" источник, может быть ограничено проектом 800 съемки. Например, если в проекте 800 съемки требуется сейсмический свип-сигнал, тогда источник 903 должен быть способен излучать сейсмические свип-сигналы.

В съемке 900 также использована сетка 803 приемников и схема возбуждения источников сейсмических колебаний, показанная на фиг. 8. В этом конкретном варианте осуществления приемники 521 развернуты на донных морских кабелях (ОБС) 906 (обозначен только один). Раскрываемый здесь способ не ограничена этим типом развертывания. В данной области техники известно несколько способов развертывания сейсмических приемников на дне моря, и может быть использован любой из них. Заметим, что в соответствии с проектом 800 съемки ось морских профилей 815 (показан только один) проходит вкрест оси приемных линий.

Обратимся к фиг. 9; низкочастотные сейсмические данные регистрируют в ходе низкочастотной сейсмической съемки 900, а затем на магнитной ленте 527 или через спутник 530 передают на вычислительный центр 524. Обратимся к фиг. 7; пользователь 740 вызывает на рабочей станции 730 прикладную программу 321, чтобы начать обработку низкочастотных сейсмических данных 330. Специалистам в данной области техники будет очевидно, что предварительные сейсмические данные 324 могут быть подвергнуты предварительной обработке для подготовки данных к предстоящей обработке. Такая предварительная обработка описана, например, в патенте США № 7,725,266 и в патенте США № 13/327,524. Тип и объемы предварительной обработки будут зависеть от варианта осуществления; это будет понятно специалистам в данной области техники, понимающим преимущества настоящего изобретения.

Обработка (позиция 450 на фиг. 4) может включать в себя, например, один или несколько способов, известных как "полноволновая инверсия". Специалистам в данной области техники широко известно, что распространение, отражение, дифракция и пр. сейсмических волн в геологической среде можно с высокой точностью моделировать при помощи волнового уравнения и, соответственно, основанные на волновом уравнении инструменты экстраполяции волнового поля являются предпочтительным выбором при решении сложных задач получения изображений. Волновое уравнение - это дифференциальное уравнение в частных производных, которое легко может быть сформулировано для случая одного, двух или трех измерений.

Для сложных случаев получения изображений в качестве инструмента экстраполяции используют акустическое приближение волнового уравнения с постоянной плотностью и экстраполяцией по времени. В сочетании с условиями получения изображения оно дает изображение отражающих границ в геологической среде. Получение изображений таким способом называют миграцией в обратном времени.

Этот же инструмент экстраполяции может быть использован для итеративной процедуры оптимизации в попытке найти модель геологической среды, которая объясняет всю сейсмическую информацию, зарегистрированную приемниками. Итеративная процедура выполняет численное прямое моделирование волн, которые распространяются от источников к приемникам, и сопоставляет эти прогнозные данные с

теми, что были фактически зарегистрированы. Разность между ними - это "остаточные данные (невязка)", которые затем численно продолжают назад в обратном времени от приемников в моделируемую геологическую среду. Сравнение распространенного в прямом направлении волнового поля источника и обратно распространенного остаточного волнового поля дает оценку погрешности в скоростной модели. Затем модель уточняют и делают еще одну итерацию.

Это называют полноволновой инверсией или FWI. Теоретически инверсия дает трехмерный объем с оценкой скорости подземных волн в каждой освещенной точке геологической среды. Если используют акустическое приближение волнового уравнения, которое в качестве параметров среды содержит и скорость, и плотность, в результате инверсии может быть получен трехмерный объем со скоростью и плотностью в каждой точке.

Наиболее традиционные графы полноволновой инверсии предназначены для работы с данными от импульсных источников. Один из наиболее широко используемых способов улучшения сходимости полноволновой инверсии состоит в том, чтобы заглушить поздние вступления и внутренние удаления, вынудив FWI рассматривать в инверсии только быстрые дифрагированные ("ныряющие") волны. Эти дифрагированные волны имеют меньшие вертикальные волновые числа и поэтому обеспечивают те же преимущества (наличие низких частот в инверсии) без необходимости использовать низкочастотный источник. В отсутствие мьютинга эти быстрые вступления с широким диапазоном удалений в инверсии будут, как правило, перебиваться более сильными, поздними, проходящими ближе к вертикали (и, таким образом, с большим волновым числом) волнами.

Несмотря на то, что сейсмические данные получают от низкочастотных источников, также полезными будут способы обработки, которые позволяют выполнять инверсию даже при более низких вертикальных волновых числах. При более низких частотах сейсмический источник, который используют в этом конкретном варианте осуществления, будет излучать сейсмические сигналы с частотами от узкого диапазона до монохроматических, что даст сейсмограмму общего пункта взрыва, близкую к представленной на фиг. 10.

Как правило, поздние вступления будет сложно заглушить, поскольку на низких частотах мощность сигнала относительно невысока по сравнению с мощностью помех. Поэтому чтобы получить для обработки достаточно волн мы должны использовать широкое временное окно; это позволит не использовать мьютинг в узком временном окне только для пропускания более ранних вступлений. Соответственно, инверсию выполняют с использованием окна данных наподобие прямоугольной области 1000 на фиг. 10. В прямоугольной области 1000 можно видеть несколько волн с разными углами падения и с наложением друг на друга в пределах удаления.

Несмотря на то, что мьютинг по времени (например, более поздних вступлений) в традиционном исполнении сложен, мьютинг по удалению полезен и осуществим. Можно также разделять волны по их фазовой скорости, т.е., по углу падения. Например, две линии 1003 и 1006 на фиг. 10 показывают, что более быстрая волна 1003 с ранним вступлением имеет значительно большую фазовую скорость, чем более медленная волна 1006 с поздними вступлениями. Однако при том, что ныряющие волны с ранними вступлениями имеют более высокую фазовую скорость, имеется много волн с более поздними вступлениями и похожими высокими фазовыми скоростями.

Подвергнутые мьютингу данные обычно используют в немодифицированном алгоритме полноволновой инверсии. Отсутствие поздних вступлений соответствует отражающим границам, которые лучше всего получать при помощи традиционных способов миграции, так что не проблема, если они не будут включены в полноволновую инверсию. Эта задача непротиворечива с точки зрения физики в том, что существует модель земли, которую можно найти при помощи полноволновой инверсии и которая (в основном) воссоздает подвергнутые мьютингу данные. Эта модель содержит требуемые объекты с низким волновым числом и скоростями, но не включает некоторые более глубокие отражающие границы.

Волны с более высокими фазовыми скоростями соответствуют разным преломленным и ныряющим волнам. Не ясно существует ли модель геологической среды, которая порождает эти волны, но не содержит более медленные волны. По этой причине может быть желательно включить фильтрацию по углам падения в сам алгоритм полноволновой инверсии. То есть, при выполнении прямого моделирования с целью получения прогнозных данных внутри алгоритма FWI можно выполнять фильтрацию по углам падения с тем, чтобы получить соответствие с фильтрацией по углам падения в реальных данных прежде, чем вычислять невязки. Это должно сделать непротиворечивой задачу, которую пытаются решить полноволновой инверсией. Фильтрация по углам падения может иметь другие полезные свойства, такие как ослабление естественных фоновых сейсмических помех.

В этой области техники существует много технологий полноволновой инверсии, подходящих для модификации с учетом изложенных выше соображений. При том, что может быть использован любой их этих способов, один конкретный способ раскрыт в патенте США № 7,725,266. Этот конкретный способ можно модифицировать для использования с низкочастотными сейсмическими данными 330, не выполняя вышеупомянутого мьютинга по времени, но с сохранением мьютинга по удалениям. Некоторые варианты осуществления могут также содержать фильтрацию углов падения в самом алгоритме полноволновой инверсии.

В соответствии с одним конкретным вариантом осуществления полноволновая инверсия модифицирована со включением фильтрации по углам падения в соответствии с раскрытием, которое содержится в патенте США № 7,725,266. В этом конкретном варианте осуществления это осуществляют путем включения в модель численной модели групп приемников, таких как группа 801 приемников на фиг. 8. Рассмотрим фиг. 16 и фиг. 17; процедуру 1600 полноволновой инверсии начинают (позиция 1605) с форм импульсов (временных функций) $S(t)$ 1605 источников. На этапе прямого моделирования (позиция 1610) во время прямой экстраполяции волнового поля (позиция 1615) волну от источника (позиция 1605) распространяют (позиция 1620) в модель 1705 атрибутов геологической среды на все элементы моделирующей сетки. Как описано выше и как будет понятно специалистам в данной области техники, понимающим преимущества настоящего изобретения, существует несколько типов моделей атрибутов геологической среды, и можно использовать любую подходящую модель, известную в данной области техники. В этом конкретном варианте осуществления используют скоростную модель.

Выполнение прямой экстраполяции волнового поля таким способом дает смоделированное волновое поле 1710 источников $W(x,y,z,t)$ на всех временах и во всем пространстве и, в частности, смоделированное волновое поле источников $W(x,y,z,t)$ в каждом элементе группы приемников $R_{i,j}$. Элементы группы приемников $R_{i,j}$ собирают (позиция 1625) в группы приемников, при этом группы проиндексированы по i , а элементы в группе по j . В настоящем контексте "собрать" означает выбирать какие приемники попадают в группу, умножать их на весовые коэффициенты (взвешивать) группы и суммировать. Используя набор весов группы $A_{i,j}$ (позиция 1715), умножают на весовые коэффициенты (взвешивают) каждую группу (позиция 1630).

Каждую группу приемников затем суммируют по всем ее взвешенным элементам (позиция 1635) для получения смоделированных данных 1720 группы приемников R^i :

$$R_i(t) = \sum_j A_{i,j} R_{i,j}(t)$$

Затем находят разность (позиция 1640) между измеренными в поле данными 1725 группы приемников D_i и смоделированными данными 1720 группы приемников для получения невязки E_i 1730 для каждой группы приемников.

На втором этапе 1645 обратного распространения процедура 1600 полноволновой инверсии выполняет обратное распространение невязки 1730 этих данных. В данной области техники известно как выполнять обратное распространение данных, зарегистрированных точечным приемником. Принцип взаимности определяет корректный, последовательный способ сделать это для данных от группы приемников: невязки $E_i(t)$ 1730 от каждой группы приемников (проиндексированных по i) по очереди умножают (позиция 1650) на каждый из весовых коэффициентов группы для этой группы $A_{i,j}(t)$ 1750 (группы индексируют по i , элементы групп индексируют по j):

$$E_{i,j}(t) = A_{i,j} E_i(t)$$

Каждый элемент $E_{i,j}(t)$ из полученных данных невязок затем становится источником, который распространяют обратно по времени (позиция 1655) в модель 1705 атрибутов геологической среды с тем, чтобы получить смоделированное волновое поле 1735 невязок по всем временам и во всем пространстве.

На третьем этапе работы алгоритма смоделированное волновое поле 1710 источника и смоделированное волновое поле 1735 невязок используют для обновления скоростной модели (позиция 1660). Если данные смоделированы недостаточно хорошо, обновленная скоростная модель становится новой начальной моделью для следующей итерации (позиция 1665). Итерации повторяют, пока не получают сходимость (позиция 1740). Этот способ обеспечивает согласованность между зарегистрированными данными и численной моделью зарегистрированных данных. Специалисты в данной области техники, понимающие преимущества настоящего изобретения, легко смогут подобным образом модифицировать известные способы FWI. В более широком смысле эти соображения будут применимы к любым способам инверсии, которая основана на использовании расхождения между прогнозными и зарегистрированными сейсмическими данными для обновления оценки модели геологической среды, например, к сейсмической томографии.

Этот способ также допускает варианты. Согласно альтернативному варианту тот же граф, что и на фиг. 16, 17, используют, чтобы ограничить части данных, которые подбирает полноволновая инверсия. В настоящем варианте осуществления весовые коэффициенты 1715 группы в алгоритме 1600 полноволновой инверсии выбраны так, чтобы ослаблять в данных вступления, которые не чувствительны к требуемым изучаемым геологическим особенностям. Нежелательные вступления ослабляют на основании отличия их угла падения от требуемых вступлений. В этом варианте осуществления группы приемников существуют только как усовершенствование алгоритма FWI, и они не моделируют физическую группу приемников, развернутых в поле. Не ослабленные группами приемников нежелательные вступления могут присутствовать в полевых данных, но FWI имеет ограничения на их подбор. Заметим, что в этом случае мы не делаем попытки поддержать согласованность модельных и зарегистрированных данных.

Процедура 1600 полноволновой инверсии, представленная на фиг. 16, 17, это процедура, реализованная на компьютере. Те же общие соображения, которые определяют компьютерный способ и изложены выше со ссылкой на фиг. 3, применяют также к выбору и проектированию вычислительного устрой-

ства, с помощью которого можно реализовать способ FWI. Один конкретный вариант осуществления такого вычислительного устройства показан на фиг. 18. Вычислительное устройство - это вычислительное устройство 700 на фиг. 7, которое модифицировано для реализации способа 1600 процедуры полноволновой инверсии.

В частности, вычислительное устройство 700' на фиг. 18 было модифицировано по сравнению с вычислительным устройством 700 на фиг. 7 для реализации описанной выше процедуры 1600 полноволновой инверсии. Разные данные, модели и пр., которые используют в этой процедуре и хранят на накопителе 720 данных, содержат формы импульсов $S(t)$ 1700 источников, модель 1705 атрибутов геологической среды, модельные данные 1720 группы приемников, данные 1725 измерений от группы приемников, невязки 1730 данных и смоделированное волновое поле 1735 невязок. Полноволновую инверсию можно выполнять при помощи прикладной программы 1800 полноволновой инверсии; эту программу хранят на сервере 710 и пользователь 1810 вызывает ее на рабочей станции 1805.

Однако заметим, что способ полноволновой инверсии допускает широкое разнообразие вариантов реализации вычислительного устройства. Нет такого требования, чтобы она была размещена на одном вычислительном устройстве с проектом съемки. Также не существует никакой причины, чтобы она обязательно находилась в том же вычислительном центре. Эти отличительные признаки служат только для иллюстрации. Вычислительное устройство для полноволновой инверсии может быть полностью отдельным от вычислительного устройства для проектирования съемки, их географическая близость не является необходимым условием.

Полноволновая инверсия имеет множество применений в сейсмической области, например, создание моделей геологической среды. Модели геологической среды также имеют множество применений. Наконец, они являются частью процедуры, при помощи которой подземные толщи анализируют на наличие признаков залежей углеводородов и других флюидов. Модели геологической среды, созданные при помощи описанного выше модифицированного способа полноволновой инверсии, могут таким же образом быть использованы для обнаружения таких признаков.

Из обсуждения варианта осуществления, представленного на фиг.

2, ясно, что раскрываемый здесь способ допускает значительные различия в связях по времени между разными реализациями, как видно из фиг. 4. В способе 400 (фиг. 4) предполагают линейную, синхронную связь между, например, съемкой предварительных сейсмических данных (позиция 410) и проектом низкочастотной морской съемки (позиция 220). Однако во многих вариантах осуществления в связях по времени могут использовать широту.

Скажем, при достаточно низких частотах стандартное расстояние между донными морскими узлами не будет искажено для относительно медленно движущихся поверхностных волн, которые составляют основную часть естественных помех на частотах ниже 2 Гц. Например, 2000 м/с при частоте 1 Гц дает интервал дискретизации Найквиста 1000 м. Это больше, чем стандартное расстояние между узлами (~450 м), которое используют в традиционных морских донных съемках. Это означает, что группы приемников могут быть сформированы из (возможно, перекрывающихся) расстановок существующих узлов сетки приемников с тем, чтобы ослабить естественные фоновые сейсмические помехи. Так, например, представленная на фиг. 6 традиционная сетка 518 донных морских приемников может быть поделена на шестиугольные группы 605 приемников (показаны три, обозначена только одна). Если это позволяет расширить полезный диапазон частот имеющихся данных до достаточно низких частот, эта альтернативная обработка может допускать использование традиционных съемок для другой цели - как "низкочастотных" съемок. В частности, формируя группы приемников для ослабления помех, можно расширить полезный диапазон низких частот традиционных широкополосных источников, таких как пневмопушки.

Таким образом, как показано на фиг. 11, в этом варианте 1100 осуществления проектирование низкочастотной морской сейсмической съемки (позиция 220') можно производить после ее выполнения (позиция 440'). Тогда проектирование группы приемников (позиция 230') и плана возбуждения сейсмических источников (позиция 240) включает в себя выбор способа объединения источников в расстановки для ослабления помех окружающей среды и/или подавления нежелательных данных от активных источников путем включения в алгоритм фильтрации по углам падения. Что касается последнего, источники могут быть объединены в расстановки точно таким же образом. Затем создают группы приемников и/или источников, и данные соответственно умножают на весовые коэффициенты и суммируют (позиция 1103), чтобы подготовить данные, которые поступают на обработку (позиция 450).

Поскольку низкочастотная морская сейсмическая съемка проведена (позиция 440') без учета естественных фоновых сейсмических помех 110, связь по времени со съемкой предварительных сейсмических данных (позиция 410) значения не имеет. Она может быть проведена до, одновременно или после проведения низкочастотной морской сейсмической съемки (позиция 440'). Однако поскольку именно по этим данным определяют естественные фоновые сейсмические помехи 110 (позиция 420), эта съемка должна быть проведена в некоторый момент до проектирования низкочастотной сейсмической съемки (позиция 220').

В этом конкретном варианте осуществления, в силу того, что низкочастотная морская сейсмическая съемка уже проведена (позиция 440'), проектирование низкочастотной сейсмической съемки (позиция

220') выполняют несколько иначе, чем в описанном выше варианте осуществления. Это происходит, главным образом, в том случае, если сетка приемников и морские профили возбуждения уже завершённой съёмки ограничивают, соответственно, проект ослабляющих групп приемников (позиция 230') и схему возбуждения сейсмических источников (позиция 240'). По существу, при проектировании съёмки (позиция 220') нужно обходиться тем, что было сделано раньше.

Это ограничение может проявляться несколькими способами.

Например, можно составить требуемый проект групп и требуемую схему возбуждения, совместить их с тем, что имеется по фактически проведенной съёмке, а затем принять соответствие между тем, что требуется, и тем, что имеется, как фактические проекты. Или можно фактически ограничить процедуру проектирования, составляя требуемый проект групп и схему возбуждения из того, что имеется в результате уже проведенной съёмки.

Один из способов, которым это обычно происходит, так называемая "совмещенная" съёмка - низкочастотная съёмка, при которой для экономии используют мобилизацию и узлы традиционной съёмки. Низкочастотный источник и традиционный источник, как правило, излучают в основном в неперекрывающихся диапазонах частот, в таком случае их сигналы можно легко разделить путем полосовой фильтрации. Либо их сигналы могут быть легко разделены при помощи стандартных способов разделения синхронных источников. Такое разделение может быть особенно успешным, если формы импульса двух типов источников отличаются; например, если низкочастотный источник создает волну за счет свип-сигналов или зуммерного сигнала, тогда как традиционный источник (пневмопушка) импульсный.

В любом случае сигналы от низкочастотного источника (источников) и традиционного источника (источников) могут быть разделены при обработке данных. В этом случае низкочастотную съёмку и традиционную съёмку можно выполнять одновременно, что экономит время и расходы на мобилизацию. Однако затем низкочастотную съёмку придется ограничить местоположениями узлов, в первую очередь спроектированных для традиционной съёмки (например, схема расположения узлов представлена на фиг. 6). Расстояние между узлами, продиктованное традиционной съёмкой, может, например, оказывать влияние на выбор частот для использования в низкочастотной съёмке. Так, например, частота зуммерной съёмки может быть выбрана таким образом, что расстояние между приемными узлами позволяет из расстановок узлов формировать группы приемников, которые оптимальны для подавления помех окружающей среды при этой частоте. Специалистам в данной области техники, понимающим преимущества от использования настоящего изобретения, могут быть очевидны другие примеры.

Одна подходящая съёмка для этого "совмещенного" варианта осуществления проиллюстрирована на фиг. 13А. В некоторых вариантах осуществления сейсмическую съёмку будут проводить в океане 1300 над подземным объектом 1326, который представляет геологический интерес и находится под дном 1325 моря. Судно 1310, которое плавает на поверхности 1320 океана, буксирует группу 1340 традиционных пневмопушек и морскую косу 1330 с приемниками, например, гидрофонами 1332 (обозначен только один). Эти компоненты составляют "традиционную широкополосную" часть системы съёмки.

Как часто делают, судно 1310 может буксировать один или несколько низкочастотных "зуммерных" источников с дискретными частотами или широкополосных источников 1350 сейсмических колебаний, причем каждый из них будет включать в себя приемник или датчик (не показаны), который будет регистрировать волновое поле, излучаемое этим источником. Для улучшения низкочастотных записей донные морские приемники 1335 могут быть одновременно развернуты и использованы в сочетании с традиционной морской косой 1330 или донные морские приемники 1335 могут быть использованы без морских кос 1330. Они составляют "узкополосную низкочастотную" часть одного варианта осуществления актуальной системы съёмки.

В соответствии с одним конкретным вариантом осуществления зуммерный или узкополосный источник реализован с использованием источника, описанного и заявленного в патенте США № 8,387,744, который ниже включен в качестве ссылки. Однако способ не ограничен съёмкой с этим конкретным источником. Варианты осуществления могут использовать другие источники, например, настраиваемый источник с пузырьковым резонатором, при условии, что их можно использовать при сборе данных от зуммерных и узкополосных свип-источников, как описано выше.

Пневмопушки 1340 могут буксировать на небольшой глубине с тем, чтобы улучшить их способность создавать более высокочастотные акустические волны. Показано, что низкочастотные источники 1350 буксируют на больших глубинах; в некоторых вариантах осуществления каждый из них будет буксировать на глубине, подходящей для его частотного диапазона таким образом, что отражение волн-спутников, обусловленных поверхностью, максимально улучшает распространяющийся вниз сигнал. Таким образом, чем больше глубина буксирования, тем ниже частота зуммерного источника или узкополосного свип-источника. Например, можно обратиться к патенту США № 12/291,221 или патенту США № 7,257,049, где описана взаимосвязь между глубиной и частотой съёмки. Для некоторых типов источников существующий частотный диапазон смещается вверх с увеличением глубины, например, потому, что повышение давления воды увеличивает резонансную частоту этого источника. Таким образом, в соответствии с другими вариантами осуществления низкочастотные источники будут буксировать на меньшей глубине несмотря на то, что это может вызывать ослабление за счет отражения волн-спутников,

обусловленных поверхностью.

Возможно множество вариантов этой системы съемки, и их разработка находится в пределах возможностей специалистов в данной области. Данная система съемки может собирать 2D, 3D или 4D данные. Варианты проекта распределения нескольких судов также будут понятны специалистам в данной области техники, которые оценят преимущества от использования настоящего изобретения. Низкочастотная узкополосная съемка может быть выполнена одновременно с традиционной высокочастотной широкополосной съемкой, или за отдельный проход, или за несколько отдельных проходов. Традиционные и низкочастотные источники могут буксировать одним и тем же судном или, чаще всего, разными судами.

Низкочастотные источники 1350 могут работать непрерывно.

Каждый из низкочастотных источников может работать на одной частоте или попеременно на двух или нескольких дискретных частотах ("зуммерные" низкочастотные источники), либо на изменяемых во времени частотах в узкополосном диапазоне низких частот, предназначенных для расширения диапазона частот, которые создают широкополосные источники ("узкополосное свипирование" низкочастотных источников). Источники могут создавать волны с постоянной амплитудой, либо амплитуду волн могут изменять (увеличивать или уменьшать).

Один или несколько массивов низкочастотных зуммерных данных, один или несколько массивов узкополосных данных от свип-источников, и традиционные массивы широкополосных данных могут быть собраны (в результате съемки) в любом порядке. В частности, они могут быть собраны последовательно, или с чередованием профилей возбуждения, или с чередованием в пределах профиля возбуждения, либо могут быть собраны одновременно и разделены с использованием любого из стандартных способов, известных специалистам в данной области техники; либо можно использовать любое их сочетание.

В этом конкретном варианте осуществления проводят совместную съемку, в то время как в некоторых вариантах осуществления широкополосные и низкочастотные узкополосные съемки могут разделять. Традиционную съемку могут выполнять традиционными способами (по состоянию техники до подачи заявки). Если пневмопушки излучают волны с поддающейся обнаружению интенсивностью, например, на частоте 2.8 Гц, самой высокой для низкочастотных источников, возможно, было бы желательно немного изменить время такого возбуждения так, чтобы 2.8-герцовая компонента волны от сигнала пневмопушки совпадала по фазе с волнами, которые создает 2.8-герцовый низкочастотный источник (источники). Заметим, что это потребует задержки или ускорения времени взрыва не больше, чем на 1.4 секунды. В соответствии с другим вариантом скорость судна могут корректировать таким образом, чтобы местоположения срабатывания пневмопушек совпадали с требуемыми моментами в цикле зуммерного источника. Заметим, что волна от акустического сигнала, созданного пневмопушкой, быстро ослабевает на низких частотах, поэтому у любых низкочастотных источников все нежелательные помехи будут значительно ниже.

Узкополосные низкочастотные источники могут работать независимо или одновременно. Узкополосные низкочастотные источники могут работать непрерывно или с перерывами. Каждый узкополосный низкочастотный источник регистрирует сигнал, который излучает, поскольку эта информация будет использована при выполнении полноволновой инверсии. Приемники могут осуществлять регистрацию непрерывно. В некоторых вариантах осуществления местоположения всех источников и приемников также будут регистрировать непрерывно.

В соответствии с некоторыми другими вариантами осуществления сейсмический источник достаточно тяжелый и подвешен практически вертикально под судном с источниками. Один такой вариант осуществления частично представлен на фиг. 13В. Для целей настоящего раскрытия его называют "тяжелое буксирование". В частности, сейсмический источник (источники) 1350' буксируют на большой глубине и под большим углом буксирования. Причина этого состоит в том, что в отличие от традиционных морских источников сейсмический источник 1350' не имеет нейтральной плавучести. Поэтому также в отличие от традиционной практики он тонет, и буксировочный трос и/или шлангокабель соответственно выдерживает вес сейсмического источника 1350'.

В проиллюстрированном варианте осуществления "большая глубина" составляет приблизительно 60 м, но в разных вариантах осуществления она может быть разной - от ~30 м до ~60 м. Для целей настоящего раскрытия угол буксирования - это отклонение буксировочного троса от вертикали, перпендикулярной усредненной поверхности 1320 моря. В проиллюстрированном варианте осуществления большой угол буксирования - это ~15° от вертикали, но в соответствии с другими вариантами осуществления он может быть другим.

При достаточной близости к поверхности тяжелое буксирование будет создавать вибрации, вызванные образованием вихревых потоков (VIV); это явление известно в данной области техники. Известны способы подавления VTV, но они могут не справляться, если эти вибрации становятся достаточно сильными. Таким образом, точные величины при буксировании под большим углом будут изменяться в зависимости от варианта осуществления, например, угол буксирования, сила VTV, количество и эффективность способов подавления VTV (если они есть), которые используют. Специалисты в данной области

техники, которые понимают преимущества от использования настоящего изобретения, могут также понять и оценить другие факторы. Так, угол "буксирования под большим углом" - это угол, который достаточно близок к вертикали, чтобы вибрации, вызванные образованием вихревых потоков (VIV), начинали вызывать проблемы. Как отмечено выше, некоторые варианты осуществления могут не включать в себя тяжелое буксирование.

Несмотря на то, что описание касается морских съемок, некоторые описанные в этом документе инновационные концепции могут быть также применимы к наземным съемкам. В соответствии с одним вариантом осуществления системы для наземной съемки этот способ может включать в себя следующее: 1) формирование подгрупп из традиционных редких сеток съемки, таких как на фиг. 6, принимая во внимание тот факт, что подгруппы становятся плотными при достаточно низких частотах, и поэтому для таких низких частот их можно использовать в качестве групп приемников, которые ослабляют помехи путем фильтрации по волновому числу; 2) оптимизация проекта группы приемников в узком или монохроматическом диапазоне частот, что обеспечивает полезные уровни ослабления при относительно небольшой сетке; 3) расширение разреженной 3D съемки путем замены традиционных приемных профилей "широкими приемными профилями"; 4) включение в полноволновую инверсию фильтрации по углам падения.

Следующие заявки на патент, патенты и статьи включены в настоящий документ посредством ссылки на те части, которые перечислены, и для указанных целей, как если бы они были изложены здесь дословно.

Заявка на выдачу патента США "Сейсмическая съемка на низких частотах с буксированием тяжелых источников на большой глубине", которая имеет приоритет согласно предварительной заявке на патент США № 62/086,581; авторы изобретения Эндрю Дж. Брендерс и др. (Attorney Docket 500445US P1).

Заявка на выдачу патента США № 61/896,394 "Двухэтапное моделирование сейсмических скоростей", поданная 28 октября 2013 г. от имени авторов изобретения Эндрю Брендерса и Джозефа Деллингера - за принципы, касающиеся зуммерной съемки и полноволновой инверсии по данным, которые получены в ходе зуммерной съемки.

Заявка на выдачу патента США № 13/327 524 "Сейсмическая съемка с использованием узкополосных сейсмических источников", поданная 15 декабря 2011 от имени авторов изобретения Joseph A. Dellinger и др., опубликована 21 июня 2012 г. как опубликованный патент США 2012/0155217, и настоящим совместно уступается в отношении принципов, связанных со сбором данных (съемками) и, в частности, частотными зуммерными свип-сигналами; эти принципы содержатся в параграфах [0024]-[0040], [0054]-[0059], [0065]-[0088].

Патент США № 7,725,266 "Система и способ трехмерной волновой инверсии в частотной области на основании прямого трехмерного моделирования во временной области", выданный 25 мая 2010 г. компании BP Corporation North America Inc. как правопреемнику авторов изобретения Лорена Сёрга и др. - за принципы, касающиеся способа полноволновой инверсии - со столбца 7 строки 64 до столбца 13 строки 50 со ссылкой на фиг. 3-5 в ней.

Патент США № 8 387 744 "Морские сейсмические источники", выданный 5 марта 2013 г. компании BP Corporation North America Inc. как правопреемнику авторов изобретения Марка Харпера и др. - за принципы, касающиеся проектирования и работы зуммерного и узкополосного сейсмического источника - со столбца 5 строки 62 до столбца 12 строки 46.

Carbonate Seismology (Сейсмология карбонатов), Vol. 6 (Palaz, et al. eds. SEG Books, 1997 г.). Глава автора Карла Регоне "Измерение и выявление трехмерных когерентных помех, которые создают карбонаты с неровной поверхностью". Этот документ включен за принципы, касающиеся анализа сейсмических волн в прямоугольном окне.

Там, где какой-либо патент, заявка на выдачу патента, либо документ, введенный в качестве ссылки, противоречит раскрытию (описанию) данного изобретения, данное изобретение превалирует.

Там, где настоящий документ ссылается на способ, который состоит из двух или более определенных стадий, эти определенные стадии могут быть выполнены в любом порядке или одновременно (за исключением случаев, когда контекст исключает такую возможность), и этот способ может также включать одну или более других стадий, которые выполняют до любой из определенных стадий, между двумя определенными стадиями, или после всех определенных стадий (за исключением случаев, когда контекст исключает такую возможность).

Другие варианты осуществления настоящего изобретения будут понятны специалистам в данной области техники при рассмотрении раскрытого в настоящем документе описания изобретения и практического использования изобретения. Предполагается, что описание изобретения и примеры будут рассматриваться только в качестве иллюстрации, а истинное существо и объем изобретения приведены в следующей формуле изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Реализуемый на компьютере способ создания модели геологической среды при морской сейсмической съемке, включающий в себя

получение предварительных сейсмических данных, содержащих массив форм импульсов источников сейсмических волн, массив измеренных данных, полученных приемниками, и атрибутивную модель геологической среды, причем атрибутивная модель геологической среды определяет моделирующую сетку, при этом вычислительная система получает предварительные сейсмические данные из запоминающего устройства вычислительной системы;

прямое моделирование форм импульсов источников сейсмических волн в атрибутивной модели геологической среды, включающее в себя

создание массива данных моделируемых приемников, полученных от моделируемых групп приемников, взятых из моделирующей сетки, где создание массива данных моделируемых приемников, полученных от моделируемых групп приемников включает

распространение волн от источника путем применения атрибутивной модели геологической среды на элементы моделирующей сетки в ходе прямой экстраполяции волнового поля с целью создания смоделированного волнового поля источников на каждом принимающем элементе в моделируемой группе приемников;

сбор принимающих элементов моделирующей сетки в моделируемые группы приемников;

умножение каждого принимающего элемента каждой моделируемой группы приемников на весовые коэффициенты;

суммирование каждой моделируемой группы приемников по элементам, умноженным на весовые коэффициенты, с целью получения моделируемых массивов данных групп приемников; и

вычисление разности между массивом измеренных данных, полученных от приемников, и моделируемым массивом данных групп приемников с целью получения невязки для каждой выбранной и смоделированной группы приемников;

обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля, где обратное распространение выполняется вычислительной системой;

обновление атрибутивной модели геологической среды с использованием смоделированного остаточного волнового поля;

последовательное повторение обновления атрибутивной модели геологической среды до достижения сходимости.

2. Реализованный на компьютере способ по п.1, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы источников на каждый из весовых коэффициентов группы;

обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля;

3. Реализованный на компьютере способ по п.1, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы источников на каждый из весовых коэффициентов группы;

обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля.

4. Реализованный на компьютере способ по п.1, в котором атрибутивная модель геологической среды представляется собой скоростную модель.

5. Вычислительное устройство, содержащее процессор с программным кодом, обеспечивающим выполнение операций способа по п.1.

6. Вычислительное устройство по п.5, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы приемников на каждый из весовых коэффициентов группы;

обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля.

7. Вычислительное устройство по п.5, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы приемников на каждый из весовых коэффициентов группы;

обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля.

8. Вычислительное устройство по п.5, в котором атрибутивная модель геологической среды представ-

ляет собой скоростную модель.

9. Долговременное запоминающее устройство с хранящейся на нем компьютерной программой, обеспечивающей выполнение операций способа по п.1.

10. Запоминающее устройство по п.9, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы источников на каждый из весовых коэффициентов группы;

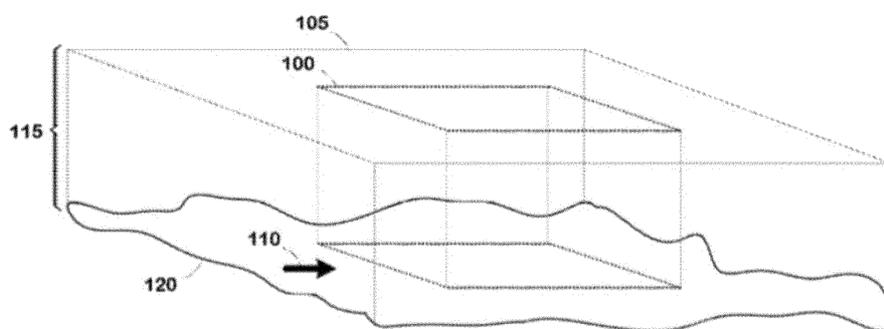
обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля.

11. Запоминающее устройство по п.9, в котором обратное распространение невязки в атрибутивную модель геологической среды включает в себя

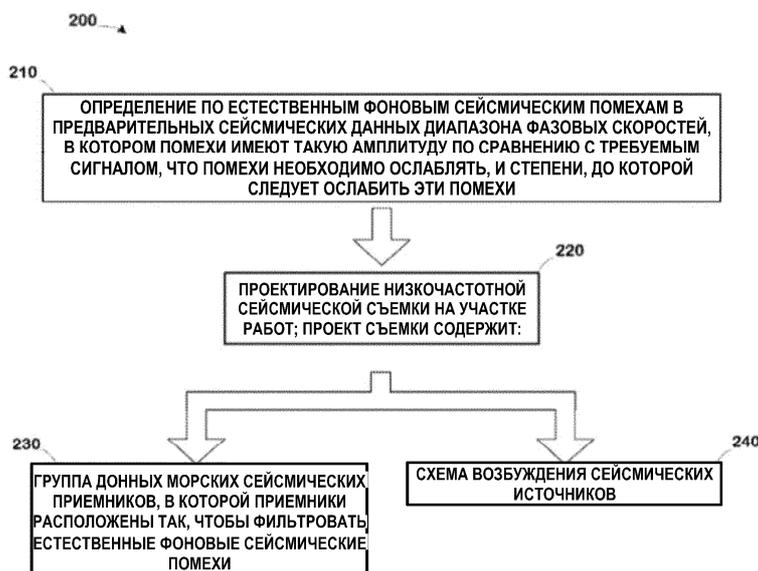
поочередное умножение невязки каждой моделируемой группы источников на каждый из весовых коэффициентов группы;

обратное распространение каждой невязки в атрибутивную модель геологической среды с целью получения смоделированного остаточного волнового поля.

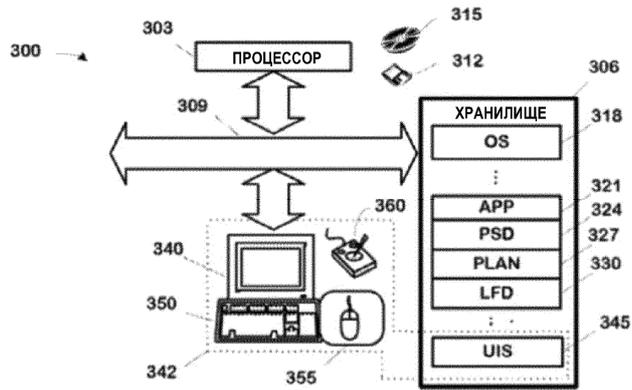
12. Запоминающее устройство по п.9, в котором атрибутивная модель геологической среды представляет собой скоростную модель.



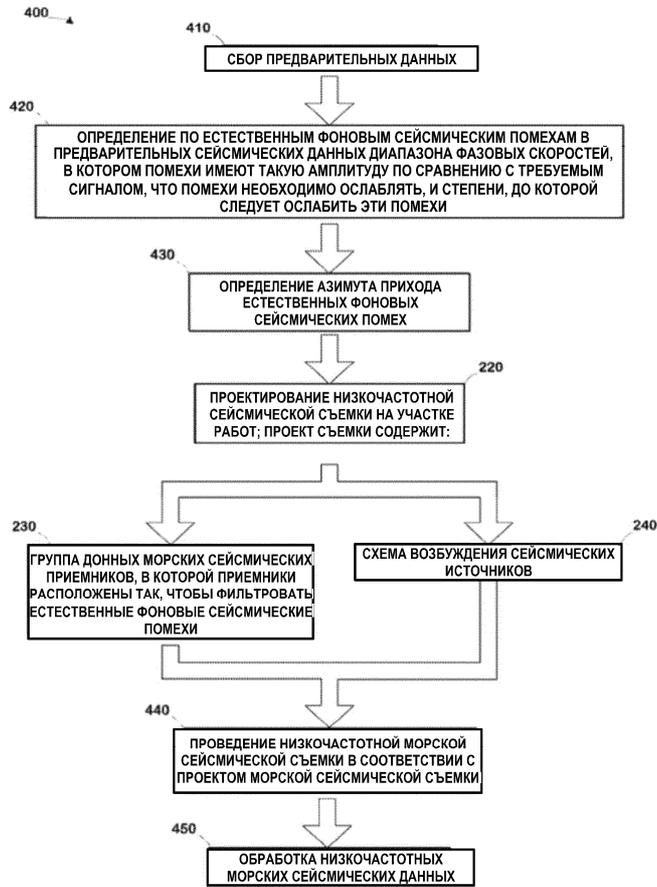
Фиг. 1



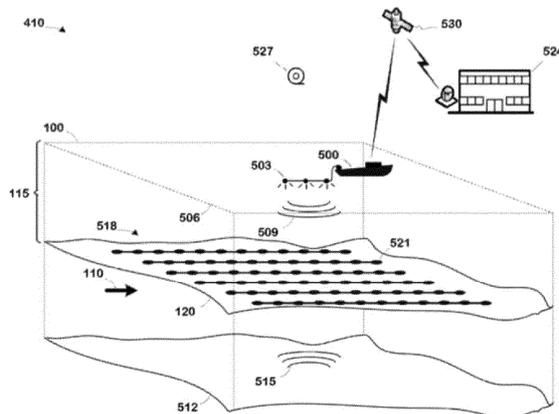
Фиг. 2



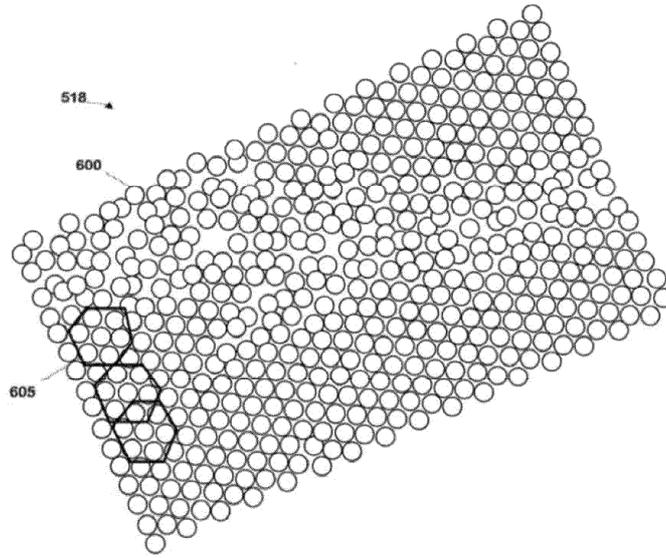
Фиг. 3



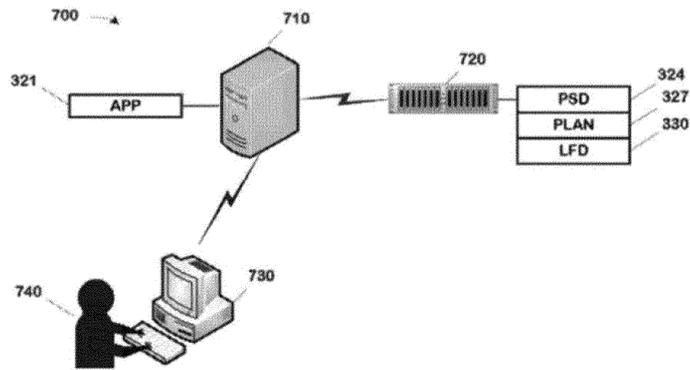
Фиг. 4



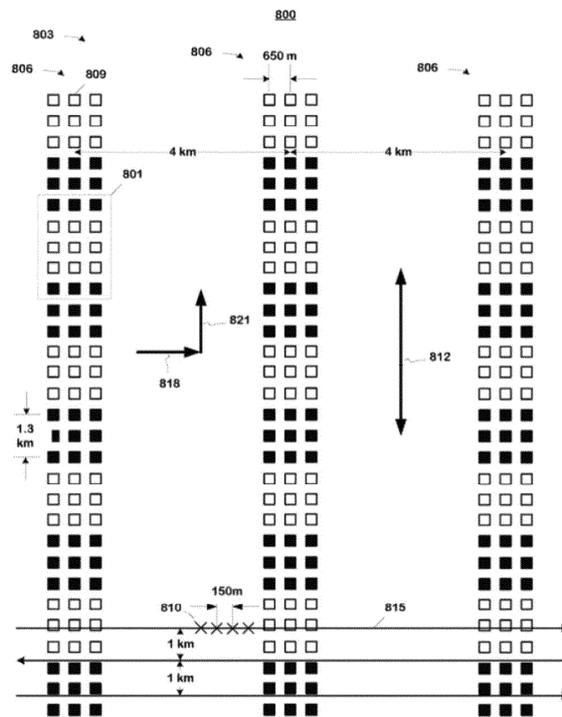
Фиг. 5



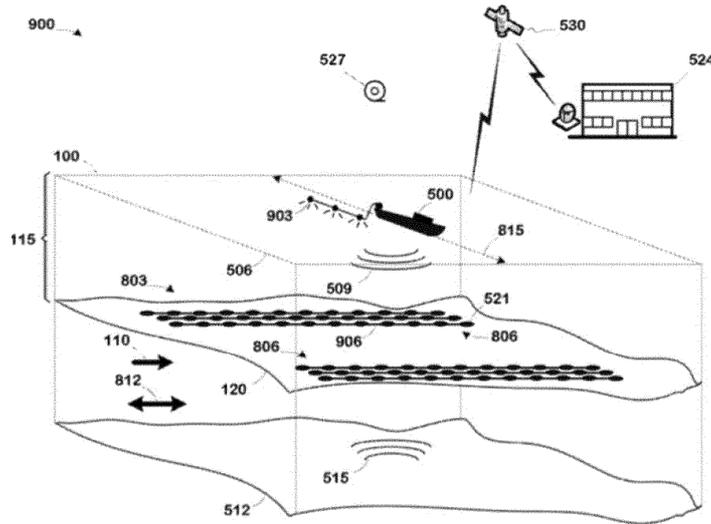
Фиг. 6



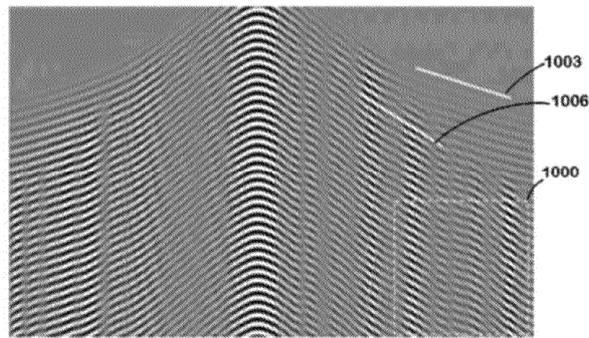
Фиг. 7



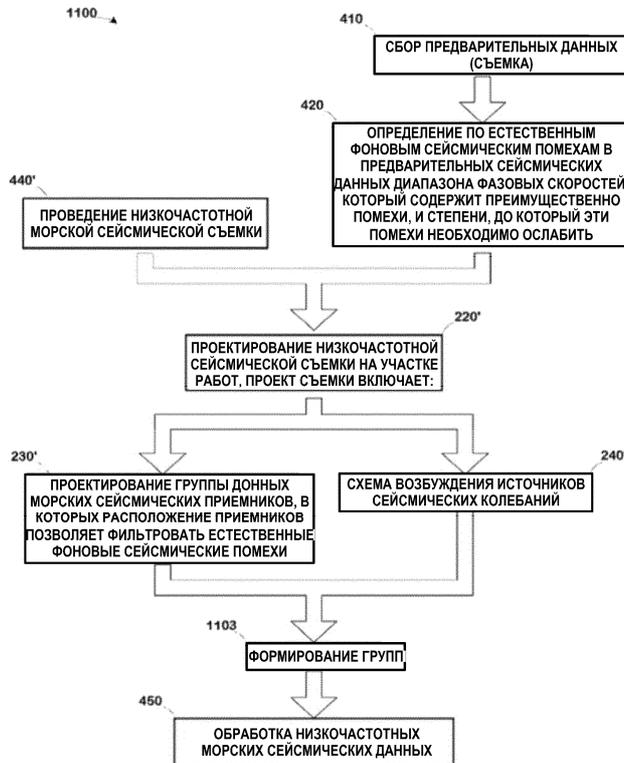
Фиг. 8



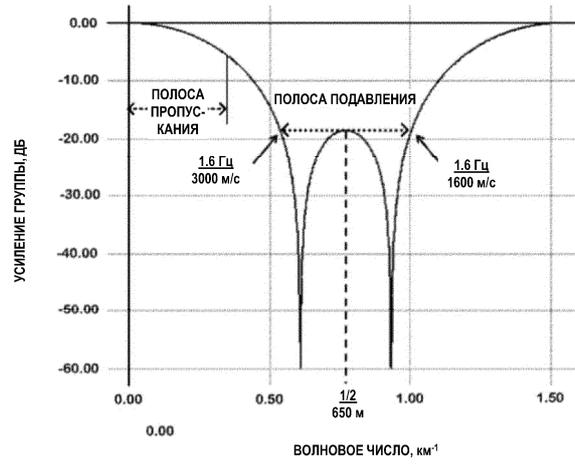
Фиг. 9



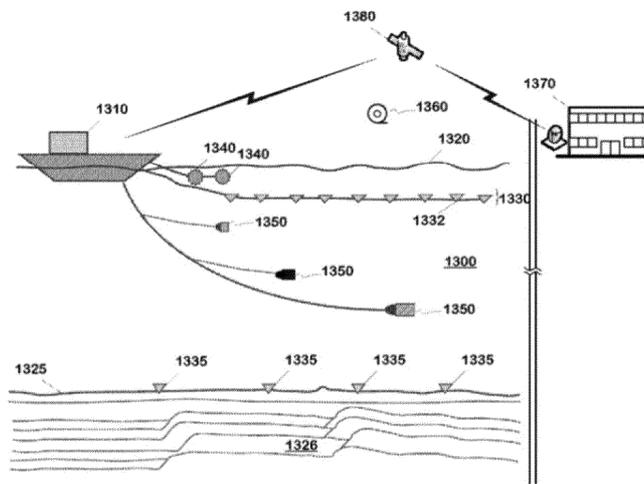
Фиг. 10



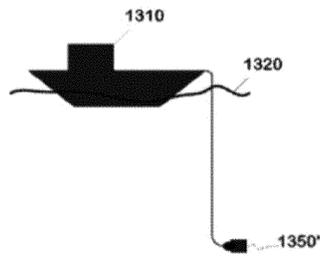
Фиг. 11



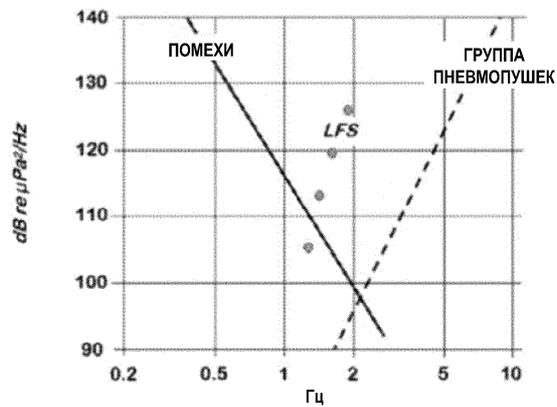
Фиг. 12



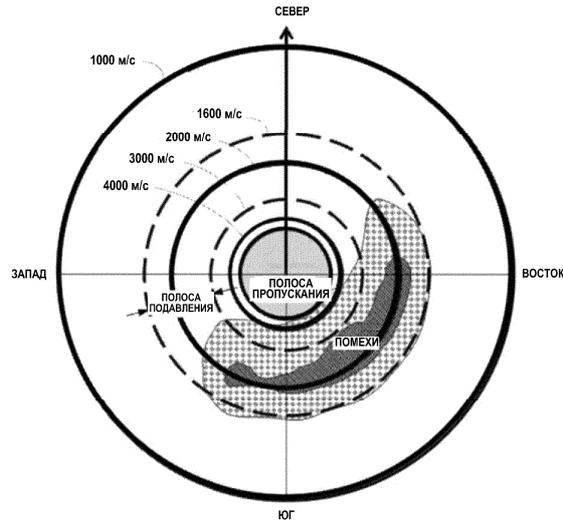
Фиг. 13А



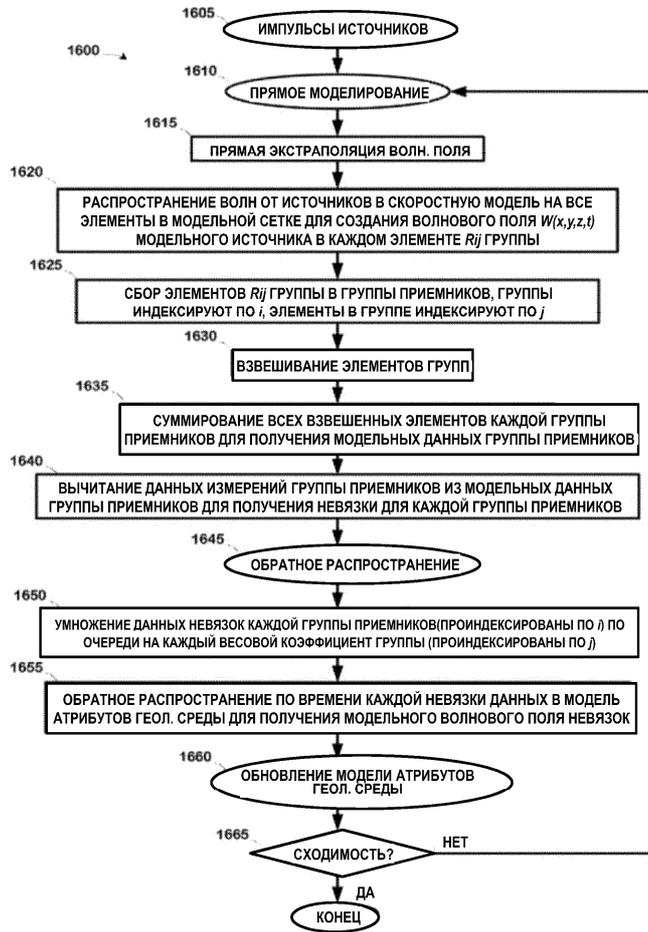
Фиг. 13В



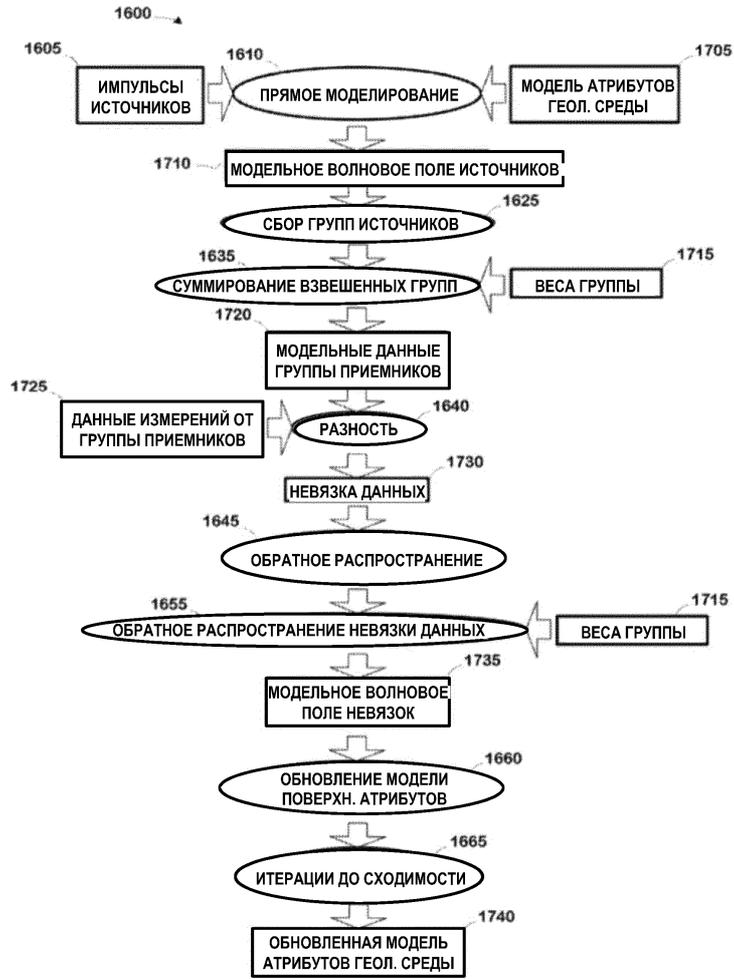
Фиг. 14



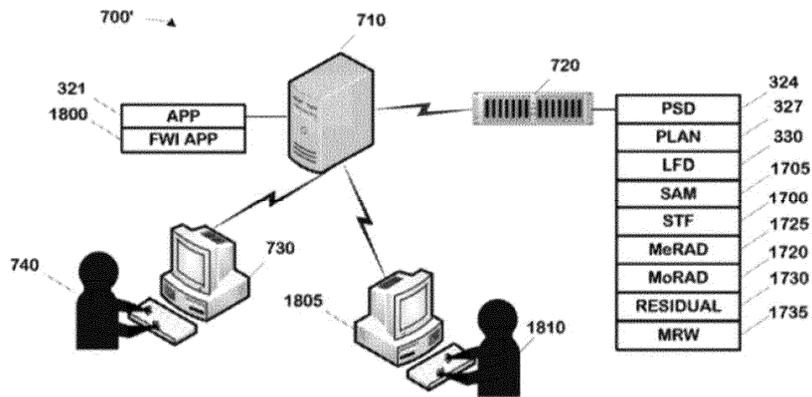
Фиг. 15



Фиг. 16



Фиг. 17



Фиг. 18

