

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **042140**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.01.19

(21) Номер заявки
202190981

(22) Дата подачи заявки
2019.10.07

(51) Int. Cl. **G01V 1/36** (2006.01)
G01V 1/00 (2006.01)
G01V 1/38 (2006.01)

(54) РАЗДЕЛЕНИЕ МНОЖЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНВЕРСИИ

(31) **62/745,068**

(32) **2018.10.12**

(33) **US**

(43) **2021.09.01**

(86) **PCT/US2019/055001**

(87) **WO 2020/076702 2020.04.16**

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

(72) Изобретатель:
**Абма Реймонд Ли, Деллинджер
Джозеф Энтони, Фу Кан (US)**

(74) Представитель:
**Веселицкий М.Б., Кузенкова Н.В.,
Каксис Р.А., Белоусов Ю.В., Куликов
А.В., Кузнецова Е.В., Соколов Р.А.,
Кузнецова Т.В. (RU)**

(56) **WO-A1-2010019957**

US-A1-2012033525

**JOE DELLINGER ET AL.: "Wolfspar,
an "FWI-friendly" ultralow-frequency marine
seismic source", SEG TECHNICAL PROGRAM
EXPANDED ABSTRACTS 2016, 1 September 2016
(2016-09-01), pages 4891-4895, XP055646350, DOI:
10.1190/segam2016-13762702.1, figures 1-6**

US-A1-2015/260867

EP-A2-2592439

US-A1-2012147701

(57) В изобретении описан способ сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, в котором получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным сейсмическим источником, разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, используя разделение сейсмических данных с применением инверсии, генерируют одну или более сейсмограмм источников, на основе разделения, и используют одну или более сейсмограмм источников для разведки углеводородов в данной области подповерхностной зоны. Съемка со смешанным сейсмическим источником содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, и возбуждения сейсмических источников могут создаваться в сейсмических источниках разных типов, имеющих различные сигнатуры или частотные характеристики.

B1**042140****042140****B1**

Ссылки на родственные заявки

Заявка на настоящий патент претендует на приоритет предварительной заявки США серийный № 62/475068, поданной 12 октября 2018 г., под названием "Разделение большого числа сейсмических источников различного типа с использованием инверсии", полностью включенное посредством ссылки в настоящее раскрытие во всех смыслах.

Заявление в отношении научно-исследовательских работ не применимо.

Уровень техники

Задачей сейсмической съемки является создание изображения или карты подповерхностной зоны земли посредством отправки в геологическую среду звуковой энергии и записи эхо-сигналов, возвращающихся от слоев породы, лежащих внизу. Источником распространяющейся вниз акустической энергии могут быть, например, взрывы или сейсмические вибраторы на поверхности земли, или пневматические источники в морской среде. В процессе сейсмической съемки, источник энергии помещается в различные места вблизи поверхности земли над изучаемой геологической структурой. При каждой активизации источника, он генерирует сейсмические колебания, которые распространяются вниз под землей, взаимодействуют с геологическими структурами в земле и, при возвращении записываются в многочисленных точках на поверхности. Большое число комбинаций источник/регистрация далее объединяется, образуя практически непрерывный профиль подповерхностной зоны, протяженность которого может составлять многие мили. При двумерной (2-D) сейсмической съемке, места записи обычно распределяются вдоль одной линии, в то время как при трехмерной (3-D) съемке места записи распределяются по поверхности в виде сетчатой структуры. Проще говоря, при 2-D сейсмической съемке по линии можно получить картину сечения (вертикальный разрез) земных слоев, расположенных непосредственно под местами съемки. При 3-D съемке получается "куб" сейсмических данных или объем, который, по крайней мере, теоретически, представляет 3-D картину подповерхностной зоны, расположенной под районом съемки. В реальности, однако, как при 2-D, так и при 3-D съемке обследуется некоторый объем земных пород, лежащих под районом, охваченным съемкой.

Сущность изобретения

В вариантах осуществления, в способе сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки (особенности), свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических колебаний (сейсмическим источником), разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, используя разделение с применением инверсии сейсмических данных, генерируют, на основе разделения, совокупность (множество) сейсмограмм отдельных источников, и используют совокупность сейсмограмм источников для разведки углеводородов в данной области подповерхностной зоны. Съемка со смешанным сейсмическим источником содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, и возбуждения сейсмических источников создаются по меньшей мере двумя сейсмическими источниками, имеющими различные сигнатуры (комплексы отличительных признаков) или частотные характеристики.

В варианте осуществления, в способе сейсмической разведки инициируют некоторое число возбуждений сейсмических источников над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, и проводят съемку со смешанными сейсмическими источниками, содержащую данные, полученные от отражений, создаваемых некоторым числом возбуждений сейсмических источников. Некоторое число возбуждений сейсмических источников создаются по меньшей мере двумя сейсмическими источниками, имеющими разные сигнатуры или частотные характеристики, а съемка со смешанными сейсмическими источниками включает возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников. Возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделяются с использованием инверсии сейсмических данных, и на основе разделения возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников генерируются совокупность сейсмограмм источников.

В варианте осуществления, в способе сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным сейсмическим источником, разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных, генерируют совокупность сейсмограмм отдельных источников на основе разделения, и используют совокупность сейсмограмм источников для исследования углеводородов в данной области подповерхностной зоны. Съемка со смешанными сейсмическими источниками включает возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, и возбуждения сейсмического источника генерируются по меньшей мере первым сейсмическим источником и вторым сейсмическим источником, имеющими разные сигнатуры или частотные характеристики. По меньшей мере одним из первого или второго сейсмических источников является низкочастотный источник, и по меньшей мере одна из совокупности сейсмограмм отдельного источника содержит низкочастотные данные или данные на других частотах, отсутствующих в обычных сейсмических источниках.

В варианте осуществления, в способе сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным сейсмическим источником, и используют совокупность генерированных сейсмограмм источника для исследования на углеводороды в данной области подповерхностной зоны. Съемка со смешанными сейсмическими источниками содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, и возбуждения сейсмического источника генерируются по меньшей мере двумя сейсмическими источниками, имеющими разные сигнатуры или частотные характеристики.

В то время как были раскрыты несколько вариантов осуществления, для специалистов в данной области после ознакомления с приведенным ниже подробным описанием будут очевидны и другие варианты осуществления. Будет понятно, что раскрытые здесь определенные варианты осуществления могут быть модифицированы в отношении некоторых их особенностей, в пределах существа и области притязаний представленной здесь формулы изобретения. Соответственно, представленной далее подробное описание должно рассматриваться только в качестве иллюстрации, не ограничивающей изобретение.

Краткое описание фигур

Приложенные фигуры иллюстрируют варианты осуществления раскрытого здесь объекта изобретения. Пониманию заявленного объекта изобретения может способствовать приведенное далее описание вместе с приложенными чертежами, на которых:

- на фиг. 1 показана непрерывная дорожка сейсмограммы для одного приемника, охватывающего несколько пунктов возбуждения некоторого числа источников;
- на фиг. 2 изображены "прочесанные данные" для первого источника;
- на фиг. 3 изображены "прочесанные данные" для второго источника;
- на фиг. 4 изображены данные от одной из более ранних итераций для первого источника после применения ограничивающего условия по гладкости;
- на фиг. 5 изображены данные от одной из более ранних итераций для второго источника после применения ограничивающего условия по гладкости;
- на фиг. 6 изображены частично разделенные перекрывающиеся данные для первого источника;
- на фиг. 7 изображены обычные результаты для первого источника для моделирования, в котором не возникает интерференционной помехи от второго источника;
- на фиг. 8 иллюстрируется общая конфигурация технической среды настоящего раскрытия;
- на фиг. 9 показана последовательность обработки сейсмических сигналов, пригодная для использования в настоящем раскрытии;
- на фиг. 10 представлен вид в плане схемы сейсмической съемки со смешанным источником;
- на фиг. 11 схематически показано, как могут быть идентифицированы и выделены разные сейсмические взрывы при съемке со смешанным источниками;
- на фиг. 12 показан частный пример последовательности операций для типичного случая, где источником 1 является импульсный источник, а источником 2 является вибрационный источник, с изменяемыми сигнатурами источников;
- на фиг. 13 представлен пример способа извлечения когерентных сигналов из зашумленной сейсмограммы;
- на фиг. 14 представлен пример способа замены "потерянных" или "загрязненных" дорожек в сейсмограмме с использованием интерполяции с проекцией на выпуклые множества (POCS - от англ. Projection onto Convex Sets);
- На фиг. 15 представлен график сейсмограммы общего пункта приема с тремя интерферирующими сейсмическими источниками, каждый из которых имеет свой отличный от других равномерный период работы.

Подробное описание осуществления изобретения

Если не указано иначе, любое использование в любой форме терминов "соединять", "вводить в зацепление", "связывать", "прикреплять" или другого термина, описывающего взаимодействие между элементами, не означает ограничение этого взаимодействия только прямым взаимодействием между элементами и может также включать косвенное взаимодействие между описанными элементами. В приведенном далее рассмотрении и в формуле изобретения, термины "включающий" и "содержащий" используются в неограничивающей форме, т.е. должны интерпретироваться как означающие "включающий, но не сводящийся к...". Различные характеристики, упомянутые выше, а также другие признаки и характеристики, более подробно описанные в настоящем раскрытии, будут хорошо понятны специалистам, ознакомившимся с приведенным подробным описанием вариантов осуществления со ссылкой на приложенные чертежи.

Сейсмическая съемка образована очень большим числом отдельных сейсмических записей или дорожек сейсмограммы. В обычной 2-D съемке, обычно получают несколько десятков тысяч дорожек сейсмограммы, в то время как в 3-D съемке количество отдельных дорожек может достигать многих миллионов дорожек. В книге Ozdogan Yilmaz Seismic Data Processing, Society of Exploration Geophysicist, 1987, в главе 1, с. 9-89 приведена общая информация, относящаяся к обычной обработке 2-D данных.

Общую информацию, относящуюся к получению и обработке 3-D данных, можно найти в книге Yilmaz в главе 6, на с. 384-427.

По сложившейся традиции, дорожкой сейсмограммы является цифровая запись акустической энергии, отраженной от неоднородностей или границ раздела в подповерхностной зоне, где частичное отражение может происходить каждый раз, когда имеет место изменение упругих свойств материалов подповерхностной зоны ("первичные отражения"). Также в геофизике все чаще используется и отраженная акустическая энергия других типов. Помимо первичных отражений, акустическая энергия может, например, преобразовываться из волн колебаний одного типа в колебания другого типа, преломляться на границах слоя, рассеиваться на рассеивающих объектах, или поворачивать назад вверх, из-за скоростных неоднородностей ("рефрагированные волны"). Волны могут многократно взаимодействовать со структурами подповерхностной зоны внутри Земли перед тем, как вернуться на поверхность и быть зарегистрированными. В зависимости от геофизического применения, некоторые волны рассматриваются как "сигнал", а некоторые волны могут считаться "шумом".

Дискретные отсчеты обычно принимаются с интервалом 0,002 с (2 миллисекунды или "мс"), хотя также обычным является использование интервалов выборки 4 мс и 1 мс. Каждый дискретный отсчет в обычной цифровой сейсмограмме связан со временем распространения, и, в случае отраженной энергии, временем прохождения сигнала в прямом и обратном направлениях от источника к отражателю и обратно на поверхность, в предположении, конечно, что источник и приемник оба расположены на поверхности. На практике используется много разных вариаций обычной схемы источник/приемник, например ВСП (вертикальные сейсмические профили) съемка, морская донная съемка и т.д. Далее, положение дорожки сейсмограммы на поверхности Земли тщательно отслеживается и обычно делается частью самой дорожки сейсмограммы (в качестве части информации заголовка). Это позволяет впоследствии связать информацию, содержащуюся в дорожках сейсмограммы с конкретными поверхностными и подповерхностными точками, что является средством для помещения и оконтуривания сейсмических данных, и извлеченных из них атрибутов, на карту (т.е. отображения данных).

Отображение данных 3-D съемки может производиться различными способами. Во-первых, из суммированного или не суммированного объема сейсмических данных могут быть извлечены горизонтальные срезы путем сбора всех дискретных отсчетов, полученных при одинаковом времени прохождения. В результате этой операции получается горизонтальная 2-D плоскость сейсмических данных. Созданием динамического изображения из последовательности 2-D плоскостей программа-интерпретатор может плавно смещать через объем отображаемый участок, создавая впечатление, что слои последовательно снимаются, обнажая лежащую под ними информацию. Аналогично, через объем может быть проведена вертикальная плоскость сейсмических данных с произвольным азимутом посредством сбора и отображения сейсмограмм, лежащих вдоль определенной линии. Этой операцией, по существу, извлекается отдельный 2-D сейсмический профиль из 3-D набора данных. Следует также отметить, 3-D набор данных можно представить как составленный из 5-D наборов данных, размерность которых была понижена путем суммирования их в 3-D изображение. Координатными осями обычно служат время (глубина "z"), "x" (например, направление Север-Юг), "y" (например, направление Восток-Запад), сейсмический вынос источник/приемник в направлении x и сейсмический вынос источник-приемник в направлении y. В то время как приведенные здесь примеры в основном относятся к случаям 2-D и 3-D, распространение процесса на четыре, пять или более измерений затруднений не вызывает.

Сейсмические данные после их получения и надлежащей обработки, обеспечивают огромным объемом информации геологоразведчика, одного из тех, кто в нефтяной компании определяет возможные места бурения скважин. Например, сейсмический профиль предоставляет геологоразведчику большой объем данных по структуре слоев породы подповерхностной зоны и зачастую раскрывает важные признаки, связанные с удержанием и накоплением углеводородов, например, среди прочего, разрывы, складки, антиклинальные складки, несогласные залегающие пластов и подземные соляные купола и жилы. В ходе компьютерной обработки сейсмических данных, обычно вырабатываются оценки скоростей в подповерхностных породах и обнаруживаются и отображаются неоднородности, находящиеся вблизи поверхности. В некоторых случаях, сейсмические данные могут быть использованы непосредственно для оценки пористости породы, насыщения водой и содержания углеводородов. Менее явно, часто может быть установлена эмпирическая корреляция атрибутов сейсмических колебаний, например, фазы, максимальной амплитуды, отношения максимума к минимуму, и множества других атрибутов с известными месторождениями углеводородов, и эта корреляция может быть использована в отношении сейсмических данных, собранных по новым объектам разведки.

Хорошо известной проблемой, связанной с сейсмическими данными, является относительно высокая стоимость их получения. Действительно, в некоторых случаях затраты на съемку могут определить, насколько рентабельной является разработка предполагаемого объекта. Поэтому важны технологии, позволяющие снизить затраты на проведение таких съемок. Одним из перспективных способов, обеспечивающих снижение расходов на получение данных сейсмической разведки, является проведение близко расположенных взрывных возбуждений двух или более источников. Смысл такого подхода состоит в том, что используется линейная или площадная расстановка приемников, и активизируются один или

более источников во время одного периода записи. При этом отражения в подповерхностной зоне энергии от одного источника возбуждения могут комбинироваться с отражениями от более поздних возбуждений, т.е. получаются результаты съемки от "смешанного источника". Следует заметить, что это резко контрастирует с обычными способами съемки, когда не допускается перекрытия возвращающихся из подповерхностной зоны волн от одного источника с возвращающимися волнами от другого источника.

Смешивание может происходить, когда выполняется повторная активизация одного источника до того, как поток возвращающихся из Земли волн, порожденных активизацией источника, успел затухнуть (так называемая "самосинхронная" регистрация данных). Это также может случиться при активизации нескольких источников в течении одного временного промежутка, когда при некоторых диапазонах или временах выносов их возвращающиеся волновые потоки перекрываются. Оба способа могут быть использованы одновременно в рамках одной регистрации.

Сейсмосъемка с двумя или более источниками одного типа возможна как при наземной, так и при морской съемке. Например, два одновременно работающих судна с пневматическими источниками могут быть использованы в режиме морской сейсмосъемки. В некоторых способах, два судна обычно перемещаются синхронно, и производимые ими взрывы обычно тщательно спланированы и скоординированы (метод "Пространственно разделенного одновременно активизируемого источника" или метод "Arratition"). В других способах, источники перемещаются независимо и работают независимо (обычные способы "ISS"- от англ. independent seismic source). Однако в используемых в настоящее время способах предполагается, что разделяемые источники являются источниками одного типа и после разделения возвращающиеся сигналы от всех источников объединяются в общем пространстве данных, в котором для дальнейшей обработки не важно, от которого источника происходит данный бит данных сейсмической энергии. Возвращающимися сигналами обычно являются отражения, однако все чаще также используют и возвращающиеся сигналы других типов, например, рефрагированные волны, рефракции, дифракции, многократно рассеянные отражения и т.д.

Источники различных типов обладают разными преимуществами, и в промышленности для получения данных все больше используются источники разной природы, что позволяет извлечь выгоду от применения источников разного типа в одной съемке. Для экономии времени и расходов, источники могут работать одновременно. Например, в морской съемке могут использоваться пневматические источники для перекрытия диапазона 2-80 Гц, электроискровые источники для диапазона 70-120 Гц, и низкочастотные вибраторы для диапазона 1,5-3 Гц, причем все они могут работать одновременно и регистрироваться одними приемниками.

В некоторых вариантах осуществления может быть сделана попытка объединения всех этих записанных источников в единый широкополосный набор данных, моделируя съемку с использованием единого источника, объединяющего преимущества источников всех различных типов. Источники, однако, не могут рассматриваться как "идентичные", и обычно они согласованы друг с другом, прежде всего так, чтобы они вписывались в объединенный набор данных. В других случаях, источники могут быть совсем разных типов, или использоваться для совершенно разных целей, с тем, чтобы между ними сохранялось четкое различие, и полученные наборы данных могли подвергаться отдельной обработке. В некоторых вариантах осуществления могут одновременно использоваться оба подхода, с комбинацией некоторых перекрывающихся источников, при этом с разделением других источников. Например, в некоторых вариантах осуществления могут объединять данные от пневматического источника и электроискрового источника в общий набор данных диапазона 2-120 Гц, используемый как для построения скоростной модели, так и отображения, но оставлять отдельно вибратор низкочастотного диапазона 1,5-3 Гц для использования только на начальных стадиях построения скоростной модели. В районах со сложной геологией, построение скоростной модели может быть предварительным условием для успешного отображения; для получения хороших результатов алгоритмы отображения требуют хорошей скоростной модели Земли. Эти же данные могут быть скомбинированы по-другому, в зависимости от применения.

Также часто случается, что если две или более сейсмосъемки (которые предполагаются отдельными) выполняются достаточно близко друг к другу во времени и пространстве, источники от одной съемки также регистрируются в другой. Эта "сейсмическая интерференция" обычно воспринимается как нежелательная помеха. Однако, при использовании описанного здесь способа, подвергшиеся интерференции данные могут быть разделены и удалены, или разделены друг с другом и выделены в качестве отдельного набора данных со сверхдальним выносом точки взрыва, или даже могут восприниматься как желательный дополнительный сигнал и быть включенными в съемку в качестве другого источника.

С учетом сказанного, один или более вариантов осуществления относятся к системе и способу разделения многих сейсмических источников, которые могут иметь разные сигнатуры источников, и где некоторое число сейсмических источников могут быть активизированы при одной регистрации сейсмических данных. В отличие от ранее использованных подходов, один или более вариантов осуществления предложенных систем и способов позволяют пользователю разделять источники, когда возвращающиеся сейсмические волны от разных источников принимаются с перекрытием по времени. При этом в одном или более вариантах осуществления могут быть получены два или более разделенных набора данных от источников, каждый из которых содержит разную информацию от источников. Использование более

одного набора источников позволит ускорить сейсмическую разведку при условии, что зарегистрированная сейсмическая энергия от разных источников может быть разделена. Этот способ может быть особенно эффективным при широкоазимутальной сейсмической съемке методом отраженных волн, поскольку кинематические характеристики отражателей будут существенно различными для разных взрывов, что позволяет использовать непрерывность отражений в нескольких измерениях. Кроме того, возможность получения наборов данных от разных источников позволит при съемке получать информацию разного типа.

Короче говоря, системы и способы в соответствии с одним или более вариантами осуществления используют метод обращения для разделения информации, полученной регистрацией сейсмических данных в наборах данных от многих источников. Регистрацией сейсмических данных является запись отражений, возникающих от многих сейсмических источников (например, сейсмовибратора Vibroseis®, пневматических источников, низкочастотных источников и др.). Сейсмические записи, в которых могут быть зарегистрированы перекрывающиеся отражатели, могут быть разделены на наборы данных от большого числа источников. Случайные или псевдослучайные задержки между взрывами способствуют возникновению некогерентной интерференции между разными источниками, в то время как отражения, ассоциированные с одним и тем же источником, порождают когерентные вступления сейсмических волн. В некоторых вариантах осуществления, один или более из источников могут быть непрерывными или полунепрерывными, в то время как другие источники активизируются в случайные моменты времени. Разделение может быть осуществлено процессом численного обращения, в котором используются сигнатуры каждого источника, моменты времени начала каждого взрыва каждого источника, и когерентность вступлений отраженных волн между ближайшими взрывами. Сигнатура источника может соответствовать отличительной особенности источника (например, свипирование момента каждого взрыва, частотные характеристики и др.). Потенциально предложенный способ может ускорить и удешевить сейсмические съемки, с получением сигнала лучшего качества и более широкополосного, чем это было возможно ранее.

В некоторых вариантах осуществления записанные данные математически могут быть выражены как

$$d = \Gamma m,$$

где d представляет непрерывно записываемые данные, содержащие перекрывающиеся сигналы, m представляет дорожки данных, которые записывались бы в обычном сейсмическом эксперименте с записью в каждый момент времени одного источника, где данные от каждой активизации источника представлены отдельной дорожкой сейсмограммы, а

Γ является оператором смешивания, который суммирует вместе дорожки в m , используя известные моменты времени активизации источника, для формирования непрерывных смешанных данных.

Системы и способы одного или более вариантов осуществления описывают как использовать смешанные записанные данные d для точной оценки требуемых несмешанных данных m , которые далее могут быть использованы для дальнейшей обработки так, как если бы эти данные были записаны в отдельных, несмешанных съемках. В случае непрерывного акустического источника, моменты активизации источника могут быть заданы удобными периодическими интервалами повторения, и Γ может содержать соответствующее плавное уменьшение так, что следующие друг за другом "пункты возбуждения колебания" последовательно суммируются друг с другом, восстанавливая сигнал непрерывного источника.

Как представлено в вычислительной системе, d обычно будет представлен в виде матрицы, измерениями которой будут временная выборка и номер приемника. В некоторых вариантах осуществления, временная ось может быть разделена на участки записи определенной длины. Например, непрерывное время может быть разделено на дорожки сейсмограммы продолжительностью в одну минуту, с разделением временной оси на два измерения - "минута", и "временная выборка в пределах минуты". m обычно представляет матрицу, измерениями которой являются время, номер активизации источника, тип источника и номер приемника. Γ будет иметь измерениями время (возможно, с подразделением на два измерения), тип источника, номер источника, и номер приемника. Γ обычно будет очень большой, но очень разреженной матрицей и, поэтому, в программном обеспечении на компьютере представляется вызовом функции. Она обычно не хранится в виде большой статической матрицы, а вместо этого ее элементы могут вычисляться при необходимости из таблицы моментов времени активизации источников.

В некоторых вариантах осуществления, m может представлять "полную съемку", содержащую дорожку сейсмограммы для каждой возможной комбинации типа источника, пункта расположения источника и приемника.

Комбинации источник-приемник, которые в реальности не встречаются при съемке (и поэтому не представлены в записанных данных d), соответствуют нулям в Γ . В данном варианте осуществления, m может содержать дорожки, интерполированные результатами процесса отделения сигналов от сигналов, порожденных близлежащими источниками, которыми заполняются пробелы в сейсмической съемке. Интерполяция может быть также использована для замены записанных дорожек сейсмограммы, для которых качество взрыва и/или работы приемника было настолько неудовлетворительным, что соответствующие дорожки лучше считать "утраченными", или замены дорожек, засоренных выбросами переход-

ных помех. В других вариантах осуществления, m может содержать дорожки только для комбинаций источник-приемник, которые действительно участвовали в получении данных съемки. Возможны также и промежуточные случаи, где m представляет "полную съемку" для источников некоторых типов, но только комбинаций источник-приемник, которые действительно участвовали в случае источников других типов. В любом случае, задача может рассматриваться как недоопределенная задача, с большим числом элементов в m для вычисления, чем имеется однозначно определенных элементов в d . Для решения данной задачи, необходимо сделать некоторые допущения. Решение должно принимать во внимание, что изменение записанных данных должно быть плавной функцией положения источника и приемника для данного источника, и использовать это для ограничения оценок несмешанных данных m , также называемых "эталонными данными". Чтобы это работало, данные должны быть получены так, чтобы гарантировать, что вступления волн от разных источников не когерентны друг с другом, обычно путем введения размывания момента времени в моменты времени активизации источника. Информация о размывании момента времени содержится в операторе Γ смешивания. Для улучшения плавности, в одном или более вариантах осуществления может быть добавлено дополнительно ограничивающее условие

$$m \approx S m,$$

где S является матрицей или оператором, описывающим критерий когерентности, подходящий для каждого источника.

Критерий когерентности будет при этом гарантировать, что данные от нужных источников будут надлежаще разделены в m . Решение тогда сводится к решению пары уравнений

$$d = \Gamma m \text{ и } m \approx S m.$$

В одном или более вариантах осуществления может быть также введен весовой член W , и решена пара уравнений

$$W d \approx W \Gamma m \text{ и } m \approx S$$

где весовым членом является матрица W или, в более общем случае, оператор.

Это позволяет в одном или более вариантах осуществления весовым коэффициентом придать важность одним приемникам по сравнению с другими для балансирования амплитуд от источников разных типов, или придать разный вес разным временным или частотным окнам. Обычно эти уравнения могут быть решены алгоритмом метода наименьших квадратов (например, алгоритмом L2) или быстрым алгоритмом минимизации (например, алгоритмом L1), с использованием одного из многих имеющихся алгоритмов, пригодных для этой цели. Раскрытые системы и способы предлагают альтернативный итерационный метод решения, который продемонстрировал превосходные результаты. В некоторых сценариях, существует два или более перекрывающихся одновременно работающих источника одного типа, и ставится задача сформировать несмешанный набор данных, эквивалентный получаемому в традиционной съемке, где тот же набор источников активизируется последовательно и не перекрывается. Что касается S , то S может быть любым оператором, ограничивающим схожесть или когерентность близлежащих взрывов. S не ограничено однонаправленными применениями и применимо к получаемым данным большой размерности (например, 2-D, 3-D, 4-D и т.д.), или любому подходящему поднабору данных уменьшенной размерности. Кроме того, из ранее приведенного уравнения не следует делать вывод, что S обязательно должен быть линейным оператором. Хотя в некоторых применениях S может быть линейным оператором, в других случаях эта переменная может быть представлена нелинейным оператором, либо его линеаризованной версией.

В некоторых вариантах осуществления, S представлен быстрым преобразованием Фурье (БПФ). Для случайным образом расположенных взрывов, S лучше вычислять дискретными преобразованиями Фурье или каким-либо иным методом, обеспечивающим случайную выборку взрывов. В некоторых вариантах осуществления, S может включать 3-мерное преобразование Фурье и пороговую операцию для устранения слабых вступлений сейсмоволны, которые оказываются шумом, и пропускация сильных вступлений, которые обычно бывают когерентными сигналами. Это позволяет посредством S улучшить когерентность записанных сейсмических сигналов.

Способ может выделять временные окна из данных d , соответствующих активизации источника, за которой следует интервал приема эхо-сигнала. Это выделение временных окон может быть названо "прочесыванием данных d " (гребенчатая фильтрация). Если перекрытие данных от отдельных активизаций источников отсутствует, то прочесывание данных прямо приведет к m . Этот сценарий соответствует обычной обработке сейсмической съемки с одним источником. Математически,

$$m_{\text{comb}} = \Gamma^t d,$$

где оператор Γ_t прочесывания является результатом транспонирования оператора Γ смешивания.

Если источники перекрываются, то дорожки сейсмограммы в прочесанных данных m_{comb} могут рассматриваться как загрязненные перекрестными помехами от другого источника(ов). Однако из-за размывания момента активизаций источника шум перекрестной помехи будет в целом некогерентным. Этот шум может быть, поэтому, ослаблен применением S , который удаляет негладкую некогерентную энергию, с получением улучшенной оценки несмешанных данных m_{smooth} . Математически,

$$m_{\text{smooth}} = S m_{\text{comb}} = S \Gamma^t d.$$

Затем алгоритм вычисляет смешанные сейсмические данные, соответствующие этой m_{smooth} , кото-

рая представляет приближенную оценку записанных данных d .

Оценка данных может быть вычислена как

$$d_{\text{estimated}} = \Gamma m_{\text{smooth}}.$$

Если различие между фактическими данными " d " и " $d_{\text{estimated}}$ " достаточно мало, то это означает, что процесс успешно определил когерентные сигналы набора m_{smooth} данных, отделенные от сигналов от близлежащих источников, которые соответствуют данным d , записанным в рабочих условиях, и процесс завершается. В противном случае, способ может вычислить несовпадение

$$d_{\text{residual}} = d - d_{\text{estimated}}$$

данных и использовать его для улучшения m_{smooth} . Это улучшение осуществляется выполнением следующих шагов. Во-первых, способ может обновить оценку набора

$$m_{\text{updated}} = m_{\text{smooth}} + \Gamma^t d_{\text{residual}}$$

данных сигналов, отделенных от сигналов от близлежащих источников. Затем способ может применить к этой скорректированной оценке ограничение когерентности для вычисления новой m_{smooth} :

$$S m_{\text{updated}} \rightarrow m_{\text{smooth}}.$$

Наконец, способ может теперь вернуться к началу данного параграфа и повторить эти шаги, пока остаточное несовпадение (остаток) данных не станет достаточно малой. Определение того, что можно считать достаточно малым, может быть выбрано в качестве критерия решения и/или выбрано на основе приемлемого снижения или минимизации остатка данных, и как результат может варьироваться от анализа к анализу. В некоторых вариантах осуществления, остаток данных может быть равно нулю, в то время как в других вариантах осуществления, остаток данных может считаться достаточно малым, если ее значения менее уровня шума в данных.

На практике, при каждой итерации описанного выше цикла, способ может сохранить m_{smooth} от предыдущей итерации (m_{save}) и предлагаемую обновленную версию (m_{proposed}), и затем вычислить взвешенную среднюю этих двух для использования в качестве новой обновленной версии:

$$m_{\text{smooth}} = (1 - \lambda) m_{\text{save}} + \lambda m_{\text{proposed}}.$$

Весовой коэффициент λ должен быть положительным, но не превышать более чем на единицу максимальный коэффициент смешивания, т.е. максимальное число перекрывающихся источников в обрабатываемых данных. Каждая дорожка в m соответствует конкретной паре источник-приемник, поэтому в способе можно просто использовать весовой член, сделав λ функцией источника, приемника, выноса, времени и т.д. Вообще, взвешенное среднее может быть также применено в преобразованной области так, чтобы λ также мог быть функцией частоты и т.д. Например,

$$m_{\text{smooth}} = FT^{-1}[(1 - \lambda) FT(m_{\text{save}}) + \lambda FT(m_{\text{proposed}})],$$

где FT и FT^{-1} обозначают преобразование Фурье и обратное преобразование Фурье, соответственно. Веса, при необходимости, могут быть применены более чем в одной области.

Способ может включать возбуждения источников, происходящие в пределах той же записи, разделенные во времени случайными или псевдослучайными временными интервалами. Если пространственное расположение записанных взрывов случайно, то маловероятно, что при регистрации данных от каждого взрыва будет записана когерентная энергия от других взрывов, которые происходят с небольшим интервалом времени от зарегистрированного взрыва, что улучшает разделяемость этих взрывов. При активизации взрывов в случайные моменты времени, когда эти взрывы скорректированы к своим индивидуальным моментам времени, они дадут сигналы, когерентные от пункта взрыва к пункту взрыва, в то время как интерферирующие взрывы будут, скорее всего, некогерентными, и могут быть отделены описанным здесь процессом инверсии. Это повышает эффективность использования когерентности в описанном здесь процессе разделения.

Предпочтительно, сама сейсмическая съемка также будет предусматривать акцентирование отсутствие когерентности между разными источниками. Например, при проведении взрывов на позиции при морской сейсмической съемке, каждый источник активизируется, когда он достигает следующей заданной точки взрыва. Заданные точки взрыва обычно расположены с равными интервалами. При движении судна с постоянной скоростью, взрывы будут происходить с равными промежутками. Как было показано выше, для смешанной съемки, вводится размывание момента времени для гарантии того, что каждый взрыв не будет когерентным с остальными. Однако в одном или более вариантах осуществления можно также гарантировать, что даже без размывания, различные источники все равно не будут когерентными при таком проведении съемки, когда нет движения двух судов "строим", т.е. когда одно судно движется с постоянным смещением относительно другого. Простым способом достичь этого является задание разных скоростей движения разным судам, когда даже при движении двух судов в одном направлении с параллельными линиями съемки, их соответствующие взрывы не будут укладываться в общую закономерность. Различным скоростям судов соответствуют различные интервалы между взрывами, поэтому взрывы не будут когерентными даже и в отсутствие размывания.

Приведенное выше описание показывает, как применить способ к источникам одного типа, когда источники объединены в единый объем m несмешанных данных. С появлением сейсмических источни-

ков нового типа, например, Wolfspär®, т.е. низкочастотного вибрационного источника, возникла необходимость в системах и способах обработки данных, записанных при одновременном сборе данных от источников более чем одного типа. Такие системы и способы могут обрабатывать данные, записанные при одновременном сборе данных от источников более чем одного типа путем применения:

- (1) обобщения приведенного выше алгоритма к случаю многих входов и выходов,
- (2) модификации алгоритма для уравнивания данных разного типа так, чтобы источник одного типа не доминировал над другими в инверсии,
- (3) учета сигнатур источников, которые могут различаться в очень большой степени по продолжительности во времени, частотному составу и т.д., и могут изменяться от точки возбуждения колебаний к точке возбуждения колебаний, и/или
- (4) источников, которые могут быть когерентными в разных областях.

Новая система и способ одного или более вариантов осуществления может быть проиллюстрирована на простом примере одновременного сбора и обработки данных с использованием источников нескольких разных типов (например, двух источников - пневматического и одного низкочастотного источника). Два пневматических источника являются источниками одного типа и вместе обеспечивают одну объединенную съемку. Низкочастотный источник является источником другого типа с другим планом сбора данных и обеспечивает отдельную съемку. В этом примере, в способе, как и прежде, записывается один комбинированный набор d данных, но теперь способ направлен на определение двух разных m 's, одной для съемки с пневматическим источником, и одной для съемки с низкочастотным источником.

Математически, данные в способе теперь имеют вид

$$d = \Gamma_A m_A + \Gamma_W m_W,$$

где Γ_A представляет собой матрицу смешивания, приспособленную для данных m_A модели пневматического источника, а

Γ_W представляет собой матрицу смешивания, приспособленную для данных m_W модели низкочастотного источника.

Цель состоит в отыскании m_A и m_W , которые порождают записанные данные d и также удовлетворяют условиям

$$m_A \approx S_A m_A \text{ и } m_W \approx S_W m_W,$$

где S_A и S_W определяют подходящие ограничивающие условия по гладкости, пригодные для источников соответствующих типов и геометрии получения данных.

Как и прежде, в способе выполняется "прочесывание" данных. На фиг. 1 показана непрерывная дорожка сейсмограммы для одного приемника, перекрывающего несколько точек возбуждения, как от пневматических источников, так и от низкочастотного вибрационного источника. Стрелками указаны места, где ясно можно видеть низкочастотный вибрационный источник, проступающий между вступлениями волн с большей амплитудой от пневматического источника. В способе далее прочесываются данные от пневматических, с вычислением

$$m_{combA} = \Gamma_A^t d$$

(с получением результата, показанного на фиг. 2), и от низкочастотного источника, с вычислением

$$m_{combW} = \Gamma_W^t d$$

(с получением результата, показанного на фиг. 3). Стрелки на фиг. 2 отмечают особенно сильную помеху от других источников, где "A" показывает помеху от пневматического источника, а "W" отмечает помеху от вибрационного низкочастотного источника. Высокочастотным шумом, показанным на фиг. 3, является помеха от пневматического источника. В одном или более вариантах осуществления может быть наложены ограничивающие условия по гладкости, применимые к каждому случаю:

$$m_{smoothA} = S_A m_{combA} = S_A \Gamma_A^t d$$

(результат показан на фиг. 4) и

$$m_{smoothW} = S_W m_{combW} = S_W \Gamma_W^t d$$

(результат показан на фиг. 5).

Оценка данных может быть вычислена как

$$d_{estimated} = \Gamma_A m_{smoothA} + \Gamma_W m_{smoothW}.$$

Если различие между фактическими данными d и $d_{estimated}$ достаточно мало, то, значит, способ успешно нашел когерентный набор данных $m_{smoothA}$, отделенный от близлежащего набора данных $m_{smoothW}$, согласующиеся с данными d , полученными в рабочих условиях съемки, и выполнение способа завершено. В противном случае, способ вычисляет несовпадение данных

$$d_{residual} = d - d_{estimated},$$

и использует его для улучшения $m_{smoothA}$ и $m_{smoothW}$. Это выполняется следующими шагами. В-первых, способ обновляет оценки набора данных, отделенного от набора данных от близлежащих источников, а именно

$$m_{updatedA} = m_{smoothA} + \Gamma_A^t d_{residual} \text{ и } m_{updatedW} = m_{smoothW} + \Gamma_W^t d_{residual}.$$

Затем способ налагает на обновленные оценки ограничивающие условия по когерентности для вычисления новых $m_{smoothA}$ и $m_{smoothW}$.

$$S_A m_{\text{updated}A} \rightarrow m_{\text{smooth}A} \text{ и } S_W m_{\text{updated}W} \rightarrow m_{\text{smooth}W}.$$

Наконец, способ может повторить эти шаги до тех пор, пока остаточное несовпадение данных не станет достаточно малым, и выполнение способа не завершится. Способ может быть применен к источникам более чем двух типов. В качестве альтернативы получению оценки

$$d_{\text{estimated}} = \Gamma_A m_{\text{smooth}A} + \Gamma_W m_{\text{smooth}W},$$

оценка данных может быть скорректирована посредством $\Gamma_A m_{\text{smooth}A}$ и $\Gamma_W m_{\text{smooth}W}$ использованием альтернативных итераций, которые отделят возможные перекрестные помехи между $\Gamma_A m_{\text{smooth}A}$ и $\Gamma_W m_{\text{smooth}W}$. Этот путь также может быть распространен на большее число типов источников.

На фиг. 6 показаны полученные в результате данные от пневматического источника, отделенные от данных от близлежащих источников, после нескольких сотен итераций. После достаточного числа итераций эти данные с большой точностью приближаются к точному несмешанному результату, показанному на фиг. 7.

Как и в случае с данными одного типа, при каждой итерации в показанном выше цикле, способ запоминает m_{smooth} из предыдущей итерации и предложенной обновленной версии, после чего вычисляет взвешенное среднее этих двух матриц для использования в качестве нового обновления:

$$m_{\text{smooth}A} = (1 - \lambda_A) m_{\text{save}A} + \lambda_A m_{\text{proposed}A}, \text{ и } m_{\text{smooth}W} = (1 - \lambda_W) m_{\text{save}W} + \lambda_W m_{\text{proposed}W}.$$

Для уравнивания источников различного типа, используются необходимые различные весовые коэффициенты, и, как и ранее, может быть использован λ в качестве весового коэффициента по источнику, типу источника, приемнику, выносу точки взрыва, времени и т.д. Например, если сигналы от пневматического источника имеют значительно большую амплитуду, чем сигналы от низкочастотных источников, способ может начать инверсию с более высоким λ_A , чем λ_W , пока сигналы от пневматического источника не сблизятся, после чего повышают λ_W .

На практике, пневматические источники могут обеспечивать значительно более высокие амплитуды, чем низкочастотный источник(-и) на частоте выше примерно 5 кГц, но низкочастотный источник(и) может иметь амплитуды значительно выше, чем пневматические источники, ниже примерно 2,5 кГц. Поэтому в некоторых вариантах осуществления, весовые коэффициенты применяются в частотной области, с начальными итерациями инверсии, взвешенными для подчеркивания коррекции наиболее сильных сигналов в каждом частотном диапазоне, после чего, когда происходит стабилизация более сильных сигналов, в одном или более вариантах осуществления в дальнейших итерациях корректируются более слабые сигналы.

Обычно предполагается, что пневматические источники обладают устойчивой и повторяющейся сигнатурой источника, и для достижения этого было предпринято много усилий, но это может не относиться к источникам всех типов. Низкочастотный источник, в частности, может не создавать идентичные сигналы при каждой активизации. Однако производится непрерывная запись количества вытесняемой воды, и сигнатура этого источника, поэтому известна подробно при каждой активизации источника. Если обозначить сигнатуру источника через V , то в способе может быть выполнено вычисление оператора деконволюции сигнатуры стабилизированного источника с использованием любого из стандартных приемов. Например, в способе может быть применена традиционная формула, используемая в частотной области для вычисления устойчивой аппроксимации обратной матрицы:

$$V^{-1} = V^* / (V V^* + \epsilon^2),$$

где выбор величины ϵ определяется требованием стабилизации инверсии. Если сигнатура источника изменяется от одной активизации источника к другой, то способ потребует корректировки на это изменение перед тем, как способ может быть применен к использованию ограничивающих условий по когерентности.

Поэтому, вместо

$$S_W m_{\text{updated}W} \rightarrow m_{\text{smooth}W},$$

в способе выполняется

$$V S_W V^{-1} m_{\text{updated}W} \rightarrow m_{\text{smooth}W}.$$

Поскольку инверсия V^{-1} является аппроксимацией истинной инверсии, в результате применения инверсии будут ошибки. Тем не менее, ошибки будут носить случайный характер и будут уменьшены за счет итерационной природы решения.

Для некоторых вариантов выбора S и/или V может оказаться предпочтительным сглаживание и/или согласование сигнатуры только при изменении в m при каждой итерации, где изменение будем называть m_{diff} . Если в способе есть необходимость коррекции сигнатуры низкочастотного источника, без изменения, например, сигнатуры пневматического источника, то шаг обновления в алгоритме становится:

$$m_{\text{diff}A} = \Gamma_A^t d_{\text{residual}} \text{ и } m_{\text{diff}W} = \Gamma_W^t d_{\text{residual}},$$

с последующим

$$m_{\text{smooth}A} + S_A m_{\text{diff}A} \rightarrow m_{\text{smooth}A} \text{ и } m_{\text{smooth}W} + V S_W V^{-1} m_{\text{diff}W} \rightarrow m_{\text{smooth}W}.$$

В зависимости от выбора оператора S и сигнатуры или оператора согласования V , эта альтернативная форма алгоритма может привести к лучшему результату. В частности, если невязка данных равна нулю, алгоритм не проводит никаких дальнейших корректировок, вне зависимости от S и V .

Хотя в приведенном выше примере используются источники двух разных типов, в других вариантах осуществления может использоваться одновременное получение данных от источников более чем двух типов (например, "n" типов источников). Математически, в этом случае способ имеет

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{G}_2 \mathbf{m}_2 + \dots + \mathbf{G}_n \mathbf{m}_n,$$

где $\mathbf{G}_1$ является матрицей смешивания, подходящей для данных $\mathbf{m}_1$ источника первого типа, а $\mathbf{G}_n$ является матрицей смешивания, подходящей для данных $\mathbf{m}_n$ источника n^{th} типа. Ставится задача найти $\mathbf{m}_1$, $\mathbf{m}_2$, ... и $\mathbf{m}_n$, которые генерируют записанные данные $\mathbf{d}$ и также удовлетворяют условиям

$$\mathbf{m}_1 \approx \mathbf{S}_1 \mathbf{m}_1, \mathbf{m}_2 \approx \mathbf{S}_2 \mathbf{m}_2, \text{ и } \mathbf{m}_n \approx \mathbf{S}_n \mathbf{m}_n,$$

где $\mathbf{S}_1$, $\mathbf{S}_2$, и $\mathbf{S}_n$ являются подходящими ограничивающими условиями по гладкости для источника соответствующих типов и геометрии получения данных. В некоторых вариантах осуществления также можно рассматривать некоторые типы шума как другой "источник", и выполнять решения с учетом этого. Например, если шум обусловлен поверхностными волнами, распространяющимися с меньшей фазовой скоростью, чем любые сейсмические вступления, представляющие интерес, и имеется достаточная выборка поверхностных волн, полученная приемной сетью (которые будут иметь частоту ниже достаточно низкой частоты), то в некоторых вариантах осуществления может быть найдена преобразованная область, где данные поверхностной волны становятся разреженными. Учитывая эту информацию, в некоторых вариантах осуществления можно создать ограничивающее условие $\mathbf{S}_{\text{noise}}$ по гладкости, которое работает в этой области и использует эту разреженность для выделения шума поверхностной волны и ослабления требуемых сейсмических сигналов. Если шум создается взрывом, в одном или более вариантах осуществления могут быть известны моменты времени взрыва. Если шум непрерывный и носит фоновый характер, то в некоторых вариантах осуществления могут быть использованы равномерно расположенные окна с переходными наклонными зонами на краях, перекрывающие окна времени прихода данных для соответствующих моментов времени взрыва в матрицах смешивания/отделения сигналов от сигналов от близлежащих источников.

Для управляемого источника, например, наземного или морского вибратора, в одном или более вариантах осуществления может специально вводиться вариация от активизации одного источника к другому во время прихода данных, и это может также быть способом сделать разные источники некогерентными, что обеспечивает их разделение. В одном или более вариантах осуществления для этой цели могут использоваться различные характеры свипирования у разных вибраторов. Существующий низкочастотный источник Wolfspat® не обеспечивает такой гибкости, но он позволяет изменять знак или фазу в сигнатуре источника. В одном предпочтительном варианте осуществления может использоваться изменение знака/фазы вместо размытия момента времени (или для увеличения размытия момента времени) для нарушения нежелательной когерентности между источниками.

В одном или более вариантах осуществления, может быть также использована $\mathbf{V}$ не для удаления сигнатуры источника, а, вместо этого, для согласования изменяемых активизаций источника со "стандартной" сигнатурой. Если $\mathbf{M}$ является измеренными (или оценкой) сигнатурами источника, а $\mathbf{D}$ является желательными сигнатурами источника, тогда в одном или более вариантах осуществления можно использовать, например,

$$\mathbf{V} = \mathbf{M} \mathbf{D}^* / (\mathbf{D} \mathbf{D}^* + \epsilon_1^2) \text{ и } \mathbf{V}^{-1} = \mathbf{V}_0^* / (\mathbf{V}_0 \mathbf{V}_0^* + \epsilon_2^2),$$

где $\mathbf{V}_0$ вычисляется из $\mathbf{M}$ и $\mathbf{D}$ точно как $\mathbf{V}$, но, возможно, с другим ϵ_1 , например, $\epsilon_1=1$. В альтернативном варианте, в одном или более вариантах осуществления может быть использовано

$$\mathbf{V}^{-1} = \mathbf{D} \mathbf{M}^* / (\mathbf{M} \mathbf{M}^* + \epsilon_2^2).$$

Эти формулы будут в основном применимы к частотной области.

Применение $\mathbf{V}^{-1}$ преобразует фактическую сигнатуру ($\mathbf{M}$) источника в требуемую сигнатуру ($\mathbf{D}$) источника, которая введет шум, если требуемая сигнатура содержит частоты, которые отсутствуют в сигнатуре источника, или присутствуют только на уровне, существенно не превышающем шум. Параметр ϵ_2 стабилизации ограничивает величину применяемого усиления, и стабилизирует результат. $\mathbf{V}$ преобразует заданную сигнатуру ($\mathbf{D}$) источника обратно к фактической ($\mathbf{M}$), которая обычно является более стабильной операцией. Обычно в одном или более вариантах осуществления, поэтому была бы выбрана большая стабилизация для обратного оператора, чем для прямого оператора, т.е. один или более вариантов осуществления обычно имел бы $\epsilon_2 > \epsilon_1 \geq 0$.

Следует отметить, что в случае морской съемки, один или более вариантов осуществления мог бы выбрать требуемую сигнатуру $\mathbf{D}$ источника, которая не включает эффектов паразитного изображения источника при обратном ходе сейсмической волны, но включает это паразитное изображение в $\mathbf{M}$, и поэтому использует сигнатуру, соответствующую подавлению паразитных волн в данных. Чтобы это работало как надо, в одном или более вариантах осуществления необходимо обеспечить, чтобы во время прихода данных были изменения в отметках паразитных изображений, т.е. глубина источника меняется между взрывами. В альтернативном случае, в одном или более вариантах осуществления можно обеспечить, чтобы элементы в матрице источника не все находились на одной глубине.

Может существовать необходимость составления карты сигнатуры даже для источников одного типа. Десятилетия работы были потрачены на то, чтобы сделать сигнатуры источников на основе пневма-

тического источника единообразными и предсказуемыми в пределах их основного рабочего диапазона. Т.е., примерно 5-40 Гц. Характеристикам за пределами этого частотного диапазона уделялось меньше внимания, и сейсмокосы пневматических источников оказались значительно более изменчивыми в части своих сигнатур в более широком диапазоне. Поэтому имело бы смысл, например, относиться к сейсмокосам левого борта и правого борта для получения данных с одного судна как к "двум отдельным источникам". Полученные в результате два набора данных далее могут быть сопоставлены друг с другом для количественной оценки различий в сигнатурах источников, которые в идеальном случае должны были бы быть идентичными источниками. Либо те же самые сейсмокосы пневматических источников в разные моменты времени могут рассматриваться как "несколько отдельных источников", для фиксации и введения коррекции нежелательных долгосрочных изменений одного источника.

Один или более вариантов осуществления может также разделять один источник или тип источника на два или более по частоте. В продолжение предыдущего примера, в одном или более вариантах осуществления может быть использована полосовая фильтрация для разделения данных на два частотных диапазона, например, ниже и выше 5 Гц (с некоторым перекрытием между ними), так, что

$$d = d_{low} + d_{high}.$$

В одном или более вариантах осуществления далее для d_{low} и d_{high} может быть получено решение, как для двух отдельных задач. Например, если предположить, что две сейсмокосы пневматических источников действуют идентично на более высоких частотах, но могут различаться на частотах ниже 5 Гц, то в одном или более вариантах осуществления могут быть получены решения для двух различных сейсмокос пневматических источников отдельно для d_{low} , но как для источника одного типа для d_{high} .

Посредством измерения изменяющейся сигнатуры пневматического источника в натуральных условиях, например, от гидрофона(-ов), помещенных вблизи сейсмокос пневматических источников, в одном или более вариантах осуществления можно ввести полученные сведения в процесс и использовать измеренные сигнатуры M для корректирования изменяющихся сигнатур пневматического источника до заданной неизменной сигнатуры D , также как в одном или более вариантах осуществления могло бы быть сделано для вибрационного источника с изменяемой, но измеренной сигнатурой.

В то время как может быть предпочтительным подогнать источники различного типа к сигнатуре одного источника перед извлечением когерентной энергии, такое согласование может создать ситуацию, где отношение сигнал/шум (S/N) имеет малое значение для источников одного из типов. Например, низкочастотный источник, например Wolfspär®, может быть предназначен для дополнения пневматических источников на низких частотах. И для генерирования минимального сигнала на более высоких частотах. Таким образом, на частотах примерно выше 4 Гц, пневматические источники доминируют над низкочастотным источником, в то время как ниже 2 Гц низкочастотные источники доминируют над пневматическими источниками. Сочетание низкочастотного источника с пневматическими источниками может создавать значительный шум в сигнале низкочастотного источника на частотах более 4 Гц, и в сигнале пневматического источника на частотах ниже 2 Гц. Задача в целом представляет собой задачу с нечеткими ограничениями, поскольку источники двух различных типов обычно сильно перекрываются в узком частотном диапазоне примерно от 2 до 4 Гц. Поэтому в одном или более вариантах осуществления эта задача может быть решена в этих двух разных частотных диапазонах по отдельности. В частности, в одном варианте осуществления может сначала рассматриваться низкочастотный источник на частотах более 5 Гц как "шум" и не включаться в инверсию диапазона более высоких частот. Как только сигналы двух пневматических источников отделены от сигналов друг друга, может быть введен низкочастотный источник, и λ_A устанавливается очень малым так, чтобы только в пневматических источниках были допустимы только очень небольшие корректировки. Для низкочастотного диапазона может быть использован обратный подход, когда сначала находится решение для низкочастотного источника, с последующим добавлением пневматических источников. Наконец, один вариант осуществления может закончиться инверсией в полном диапазоне. Для обобщения концепции на сейсмические источники всех типов, в некоторых вариантах осуществления могут быть определены эффективные частотные диапазоны, отличающиеся приемлемым отношением S/N для каждого источника, и применены очень низкие весовые коэффициенты к другим частотным диапазонам с тем, чтобы избежать перекрестных помех между разными источниками.

Некоторые варианты осуществления имеют источники различных типов, каждый из которых оптимизирован для перекрытия своего частотного диапазона так, чтобы источники разных типов могли быть скомбинированы для формирования единого сверхширокополосного источника. В одном или более вариантах осуществления в этом случае может быть разработана сигнатура нужного сверхширокополосного источника, и разделение этой сигнатуры по оптимальным частотным диапазонам источников разных типов. Так, например, если D является сигнатурой нужного широкополосного источника, и если полный частотный диапазон перекрывается источниками трех типов, в одном или более вариантах осуществления сигнатура источника может быть разделена по перекрывающимся частотным окнам так, что

$$D = D_{low} + D_{mid} + D_{high},$$

Причем частотные диапазоны выбираются так, чтобы перекрывать оптимальные по S/N диапазоны

для источника каждого типа. Выбор частотных окон может различаться от одного анализа к другому, поскольку выбор может зависеть от спектрального состава сейсмических источников. Например, низкочастотный источник может иметь низкочастотный диапазон примерно от 0 до 2,5 Гц, диапазон средних частот может занимать примерно от 2,5 до 5 Гц, и высокочастотный диапазон может быть примерно от 5 Гц до частоты Найквиста (половина частоты дискретизации). В зависимости от конкретной модели и используемых сейсмических источников, могут быть определены и другие частотные диапазоны, и использованы для сигнатур источников. Затем в одном или более вариантах осуществления источник каждого типа может быть сопоставлен с сигнатурой источника в интервале частот подходящего полосового фильтра, с использованием оператора V согласования, описанного выше. После решения задачи для

$$d = \Gamma_{low} m_{low} + \Gamma_{mid} m_{mid} + \Gamma_{high} m_{high},$$

в одном или более вариантах осуществления далее может моделироваться требуемый сверхширокополосный набор данных

$$d_{broadband} = V^{-1}_{low} m_{low} + V^{-1}_{mid} m_{mid} + V^{-1}_{high} m_{high}.$$

Для удобства реализации, в одном или более вариантах осуществления можно, например, использовать "требуемые данные"

$$m' = V^{-1} m$$

как переменную, корректируемую перед каждой итерацией, поэтому

$$d_{broadband} = m'_{low} + m'_{mid} + m'_{high}.$$

Это требует прямой адаптации остальных формул для компенсации изменения в переменных от m до m' . Для специалиста в данной области должно быть понятно, что существуют и другие возможные вариации алгоритма, которые изменяют вычисления, но оставляют неизменной лежащую в их основе математику.

Для того чтобы совместно ввести в объединенный набор сверхширокополосных данных различные данные, отделенные от данных от соседних источников, все источники разных типов должны быть представлены на общей сетке. На практике, для источников различных типов прием и обработка данных обычно происходят по-разному. В частности, на более низких частотах выборка может быть более грубой, в результате много точек от источника могут быть "потеряны" в случае низкочастотных источников. В одном или более вариантах осуществления эти пропущенные точки источника могут быть заполнены в ходе процесса разделения перекрывающихся сигналов, путем использования оператора Γ смешивания для умножения этих пропущенных дорожек сейсмограммы на ноль. Соответствующий выбор ограничивающего условия по гладкости будет давать эффект интерполяции этих потерянных точек источнике, поэтому все частотные диапазоны могут быть представлены на общей сетке, образуя комбинированный набор данных, моделирующий единый широкополосный источник.

Очевидно, что правильный выбор ограничивающего условия S по гладкости важен для решения задачи. Вообще, может быть использован любой алгоритм удаления шума, используемый на компоновке сейсмозаписей с хорошей выборкой данных. Одним подходом является преобразование данных в область, где нужный сигнал становится разреженным, а шум неразреженным. Все данные ниже некоторого процентного порога могут быть затем приравнены к нулю, и данные могут быть затем преобразованы обратно в исходную область. Обычно данные могут быть подразделены на перекрывающиеся пирамидальные подмножества, каждое из которых может быть сглажено, а сглаженные множества затем могут быть воссоединены. Эта методика обеспечивает удаление шума. Обычно выбирается локальное 2-D, 3-D, 4-D или даже 5-D преобразование Фурье, представляющее данные как сумму вступлений сейсмических волн при линейном приращении времени: на линиях, плоскостях, гиперплоскостях и т.д. В преобразовании Радона данные представлены в виде суммы гиперболических, поэтому, если предполагается, что требуемые сигналы имеют вид гиперболических, то эта область представления может обеспечить лучший результат. В других применениях используются короткие цуги волн (вейвлеты) различных типов, а в последнее время были предложены другие области преобразования, например, кувелет-преобразование, сейслет-преобразование и т.д.

В одном или более вариантах осуществления может использоваться преобразование Фурье, и установление порога может начинаться на уровне почти 100%, с сохранением наиболее когерентной части данных. Например, на фиг. 4 показана инверсия на начальной стадии, с очень сильным ограничением по когерентности, дающим неестественно сглаженный результат. Используемый в области Фурье высокий порог пропускает только узкий диапазон частот вокруг максимальной частоты спектра пневматического источника (около 8 Гц). С каждой итерацией порог снижается, в конце концов в финальной итерации(ям) позволяя проходить всем или почти всем данным.

Предпочтительной программой этой процедуры является

$$\text{threshold} = 1 - (\text{iter} / \text{niter})^2,$$

где iter представляет счет итераций, а niter представляет количество итераций. Порог, равный 1, пропускает только в преобразованные данные только единичные выборки с максимальными амплитудами, порог 0,5 пропускает большую часть преобразованных выборок данных, а порог 0 пропускает все преобразованные выборки данных.

В одном или более вариантах осуществления, также могут использоваться различные сглаживающие пороги для источников различного типа, в качестве другого пути стабилизации инверсии, когда смешиваются более сильные и более слабые источники. Например, в одном или более вариантах осуществления может использоваться стандартная программа

$$1 - (\text{iter} / \text{niter})^2$$

установления порога для более сильного источника, но для более слабого источника порог остается на высоком уровне, пока остаточное несовпадение данных не упадет до уровней сигналов более слабого источника. Только после этого в одном или более вариантах осуществления начинают снижать порог при сглаживании слабого источника.

Обычно в одном или более вариантах осуществления может также выполняться взвешивание данных перед или после преобразования, например, для выравнивания амплитуд для учета выноса точки возбуждения, или для устранения доминирования одного сильного частотного диапазона (как показано на фиг. 4). Если отношение сигнал/шум достаточно, взвешивание будет отменено после пороговой обработки. Однако если сигнал слаб или отсутствует, или велик шум, в некоторых вариантах осуществления, могло бы использоваться взвешивание преимущественно для удаления шума. В этом случае, в одном или более вариантах осуществления не отменяется взвешивание после пороговой обработки, чтобы избежать введения обратно ранее удаленного шума. В одном или более вариантах осуществления могут также использовать знание особенностей получения данных. Например, в одном или более вариантах осуществления, сначала могут интерполировать пропущенные данные, используя, например, интерполяцию с проекцией на выпуклые множества (POCS), оставляя неизменными непропущенные сейсмодорожки, после чего на втором проходе накладывают ограничивающее условие гладкости.

В случае, например, морского узлового сбора и обработки данных от объединенного низкочастотного источника и пневматического источника, взрывные линии от пневматических источников могут быть близко расположены (например, на расстоянии 50 м друг от друга). Коса узлов морской донной сейсмической съемки обычно размещается вдоль взрывных линий пневматических источников, но может располагаться несколько впереди относительно пневматических источников. Таким образом, обычно существует интервал вблизи центральной точки съемки, когда все (или почти все) узлы одновременно установлены, а площадной участок с узлами ожидает, когда закончится установка пневматических источников, до начала извлечения. Около этого момента в сейсмической съемке, непосредственно перед тем, как узлы начинают извлекать обратно вместо их установки, прибывает низкочастотный источник и пересекает все линии этого объединенного источника. Это является одним из способов организации съемки для эффективного сбора сверхнизкочастотных данных со сверхдальним выносом (для сбора которых был предназначен низкочастотный источник) в как можно большем количестве узлов. Поскольку эти частоты очень низки, и сбор данных на низких частотах предназначен только для построения скоростной модели, а не для получения изображения, то линии низкочастотного источника могут быть значительно более редкими, чем линии пневматического источника, обеспечивая значительно более высокую скорость сбора данных. Возбуждение низкочастотных источников может проводиться с интервалом две или три недели, в то время как возбуждения пневматических источников могут быть с интервалом несколько месяцев. Таким образом, перекрытие возбуждений пневматических источников с сигналами низкочастотных источников может случаться только в очень редких случаях.

В результате, в некоторых вариантах осуществления обеспечивается возможность рассмотрения дорожек сейсмограммы пневматических источников, загрязненных сигналами перекрывающегося низкочастотного источника как "потерянные". В некоторых вариантах осуществления, в начале инверсии в одном или более вариантах осуществления можно рассматривать загрязненные взрывы пневматических источников как "потерянные дорожки" и интерполировать их в данные. Если их не оказывается слишком много, то такой подход можно считать приемлемым. Далее в процессе инверсии, когда остатки данных снижаются, в некоторых вариантах осуществления можно перейти на другие методы сглаживания, например, отделение загрязненных дорожек от сигналов близлежащих перекрывающихся источников, вместо отбрасывания их.

Типичные вибрационные источники в каждый момент времени вырабатывают сигнал одной основной частоты и обеспечивают широкую полосу путем качания частоты во времени. Напротив, сигналы пневматического источника являются импульсными и широкополосными. Таким образом, в каждый данный момент времени, скорее всего, только узкий частотный диапазон сигнала пневматического источника будет подвержен помехе интерференции от сигналов вибратора. При этом один или более вариантов осуществления может воспользоваться этой разницей, помечая подвергшиеся воздействию выборки в частотной области как "потерянные", вместо того, чтобы отбрасывать дорожки сейсмограмм пневматического источника после преобразования Фурье. Поскольку критерий сглаживания часто применяется в частотной области, это достаточно прямолинейное решение. Сигналы вибратора обычно включают фазы "отдыха", т.е. вибратор не работает непрерывно. Эти промежутки могут быть достаточно продолжительными, поэтому, например, каждый третий или четвертый импульсный взрыв может быть полностью свободен от помехи интерференции от вибрационного источника. На низких частотах сигналы от этих "чистых" взрывов могут быть подвергнуты выборке с достаточно высокой, избыточной частотой

дискретизации и могут быть использованы для интерполяции в загрязненные промежуточные взрывы, которые будут рассматриваться как "потерянные" на ранних этапах инверсии.

Аналогично, продолжительность сигналов от низкочастотных источников часто многократно превышает продолжительность сигналов от пневматических источников (обычно 60-300 с в сравнении с 12-15 с), и поэтому только часть отдельных качаний частоты низкочастотных источников может быть загрязнена сильным перекрытием сигналами пневматических источников, и в некоторых случаях только для узлов, расположенных достаточно близко к работающему пневматическому источнику. В одном или более вариантах осуществления могут быть отмечены все выборки сейсмограммы низкочастотных источников, загрязненные пневматическими источниками, с амплитудой выше определенного уровня, и могут рассматриваться как "потерянные" данные, которые следует интерполировать. Меткой "считать потерянными" могут по отдельности последовательно отмечаться выборки во временной области; это не должна быть последовательность сейсмограмм. Метки "считать потерянными" могут использоваться как во временной, так и в частотной областях, или в любой другой области или областях. Метка "считать потерянными" может быть связана функциональной зависимостью с аргументами во многих областях. В некоторых вариантах осуществления, метка может принимать значения между 0 и 1, позволяя снизить размерность дорожек или выборок, но не исключая их целиком, и/или заменить их интерполированной величиной, но с взвешенным значением, средним между исходной величиной и интерполированной величиной.

В одном или более вариантах осуществления могут быть использованы известные моменты возбуждения пневматических источников для определения загрязненных выборок, но более простым способом отметить загрязненные выборки данных от низкочастотного источника является просто наблюдать за уровнем энергии в окне вокруг 8 Гц - на частоте, где максимальна энергия пневматических источников, и отметить все выборки, где энергия в окне вокруг выборки превосходит определенный уровень в этом частотном диапазоне. Частоты вокруг значения 8 Гц характерны для существующих пневматических источников, но в целом, в некоторых вариантах осуществления используются любые частотные интервалы, наиболее подходящие для разграничения интерферирующего источника от источника, сигналы от которого отделяют от сигналов близлежащих источников. Это также позволяет перехватывать возбуждения пневматических источников, которые случайно не были зарегистрированы, или возбуждения пневматических источников, принадлежащие к проводимой по соседству съемке, не записанных в журнале регистрации источников.

В одном или более вариантах осуществления, сбор и обработка данных могут быть модифицированы с тем, чтобы убедиться в работоспособности описанного метода. В некоторых вариантах осуществления, в любом временном окне, где работает низкочастотный источник, в способе можно получать только нечетные линии возбуждения пневматического источника. Этим гарантировалось бы получение только доброкачественных незагрязненных данных четных линий возбуждения источника. Поскольку сигналы от низкочастотного источника воздействуют только на самые низкие частоты, в одном или более вариантах осуществления потребуется интерполировать только "потерянные" данные на самых низких частотах. Удвоение интервала выборки поперечного профиля (например, $50 \times 2 = 100$ м) на этих частотах все еще обеспечивает более чем достаточную выборку. На более высоких частотах, любое загрязнение от низкочастотного источника будет достаточно малым, чтобы его можно было игнорировать, и в определенных вариантах осуществления можно использовать все линии возбуждения пневматических источников. В некоторых вариантах осуществления, можно также избежать приема линий возбуждения источников, кратных, например, 3, 4 и другим множителям, при работе низкочастотного источника, возможные условия которой зависят от перекрывающихся частотных интервалов источников разных типов и поперечных расстояний между линиями источников. Опыт показывает, что на низких частотах для обычных схем съемки характерна избыточная выборка, что в определенных вариантах осуществления может быть использовано с выгодой.

Выбор мерности данных и способа упорядочивания данных при применении S могут зависеть от конкретных условий сбора и обработки данных, и вообще могут изменяться с типом источника. Пневматические источники обычно используются с частой выборкой на регулярной сетке (например, $50 \text{ м} \times 50 \text{ м}$), поэтому в определенных вариантах осуществления имеется широкий выбор путей упорядочивания данных, обеспечивающих сглаживание данных. Поэтому, например, для узловой сейсмосъемки, в определенных вариантах осуществления может применяться ограничивающее условие S_A по гладкости к 3-D сейсмограммам общего пункта приема. Однако, выборка морских донных узлов не столь частая (например, 400-800 м на 400 м). Для возбуждения пневмоисточников в морских донных узлах в определенных вариантах осуществления поэтому не может использоваться сглаживание в 3-D сейсмограмме общего пункта взрыва на обычных частотах пневматического источника, по меньшей мере без некоторой обработки, позволяющей избежать искажений наложения из-за недостаточной плотности выборок.

В низкочастотном источнике (например, экспериментальном источнике тип Wolfspat®), напротив, сбор данных может проводиться только с большим шагом между линиями возбуждения, поэтому сейсмограммы общего пункта приема от низкочастотного источника, записанные в морских донных узлах,

могут иметь достаточно частую выборку только в 2-D, но не в 3-D сейсмограммах общего пункта приема. Для сейсмограммы каждого узла, направлениями с частой выборкой являются положение вдоль линии источников и время. Положение источников поперек линии не имеет достаточно частой выборки, чтобы его можно было использовать. Однако, поскольку работа источника происходит на столь низких частотах, та же сетка приемных узлов, которая обеспечивала грубую выборку на более высоких частотах (выше 2 Гц), может обеспечивать частую выборку для целей низкочастотного источника, что означает, что в отличие от пневматических источников на обычных частотах, в одном или более вариантах осуществления можно применить S_W в 3-D сейсмограмме общего пункта взрыва. Следует отметить, что здесь отсутствует требование, чтобы разные источники или источники разных типов обязательно имели ограничивающее условие по когерентности/сглаживанию, накладываемое в одной области; каждый должен использовать область и ограничивающее условие когерентности, соответствующие этому источнику.

Это различие в том, сейсмозаписи каких типов считаются дискретизированными с достаточной частотой (по критерию Найквиста) в различных частотных диапазонах, является другой причиной того, что имеет смысл разделить решение проблемы по частотному диапазону. Это можно было бы сделать просто разделением исходных данных по перекрывающимся трапецевидным частотным диапазонам, работая с каждым по отдельности, а затем, при необходимости, соединением вместе полученных результатов. Либо, разделение и последующее соединение может выполняться на внутреннем этапе алгоритма, например, в процессе применения ограничивающего условия по гладкости. Либо, это может быть сделано использованием частотно-зависимого взвешивания или ограничивающих условий в пределах единой общей инверсии. Плотность сбора и обработки данных по отношению к частотному диапазону будет определять возможные выборы сетки для использования для m , и какой тип ограничивающего условия по гладкости следует применить. Например, это может быть либо обращение для полного набора данных с интерполяцией некоторых потерянных взрывов, либо только вычисление несмешанных версий фактически зарегистрированных взрывов. Могут существовать достаточные основания для различного выбора не просто по источникам разных типов, но и для разных частотных интервалов одного источника.

Пневматические источники обычно отличаются надежностью, и если возникает какая-либо сложность с расположением источника в неоптимальных пунктах взрыва, взрыв может быть просто повторен. В одном или более вариантах осуществления, такой возможности использование источника нового типа, скорее всего, не будет, включая низкочастотный источник типа Wolfspär®. В результате иногда будут встречаться места, где будут разрывы или отклонения в линиях возбуждения. Это может создавать проблемы на этапе сглаживания в алгоритме, поскольку разрывы сделают даже правильные данные негладкими, что шаг сглаживания попытается "исправить".

Это аналогично проблеме, которая возникала в волновой миграции, когда обычно использовалась морская 2-D сейсморазведка с буксируемой косой. Линии морской съемки с буксируемой косой могли не ложиться по прямой, а имели кривизну из-за изменяющихся поперечных течений в процессе сбора данных. Алгоритмы миграционного преобразования предполагают, что данные являются строго 2-D, и не получены по извилистой линии сбора данных. Для решения этой задачи был использован метод, называемый "Azimuth Moveout" (АМО - оператор миграции, вращающий азимут и модифицирующий смещение данных). Простой лобовой метод применялся бы для уплощения отражателей в данных с использованием известных точных положений источника и приемника. Например, для уплощения данных могла бы быть использована кинематическая поправка для отраженной волны (NMO - от англ. Normal Moveout), вычисляемая по очень простой приближенной скоростной модели. Далее применяется обратная операция, но при требуемых положениях источника и приемника. Если ошибки сбора данных не слишком велики, прямые и обратные операции почти взаимно компенсируются. Даже очень приближенная коррекция (из-за очень простой приближенной скоростной модели) на практике будет работать достаточно хорошо, позволяя далее работать с данными, как если бы они были 2-D, для задач миграции и отображения. В некоторых вариантах осуществления те же принципы отделения сигналов от сигналов от близлежащих источников (перекрывающихся сигналов), например, путем замены S на

$$(NMO^{-1}_{\text{фактическая_сетка}} NMO_{\text{упорядоченная_сетка}}) S (NMO^{-1}_{\text{упорядоченная_сетка}} NMO_{\text{фактическая_сетка}}).$$

На практике, в определенных вариантах осуществления скорее всего, не будет применяться прямая и обратная операции NMO раздельно, а будут объединены в единую операцию (как указано объединением операций в скобках). В некоторых вариантах осуществления также могут просто выполнять сглаживание непосредственно на данных NMO, например, уплощением вступлений с последующим сглаживанием и дальнейшим возвращением вступлений к их исходным положениям. Математически, этим заменяется S на

$$(NMO^{-1}_{\text{фактическая_сетка}}) S (NMO_{\text{фактическая_сетка}}).$$

В альтернативном случае, в некоторых вариантах осуществления m может представлять упорядоченный сбор данных, а формулы приспособлены для включения отображения данных из упорядоченной сетки в фактические положения источника/приемника в операторе Γ смешивания.

Способ в одном или более вариантах осуществления, очевидно, зависит от "выделения сигнала с использованием когерентности", способности отделения требуемых вступлений волны от вступлений, возникших от мешающих источников, благодаря их когерентности (или ее отсутствия) в некоторой об-

ласти. Данные получают способом, делающим такое разделение возможным. В литературе было описано аппаратное размывание времени возбуждения источника по случайному закону в качестве обычного предпочтительного способа выполнения этой задачи, однако на практике могут быть успешно использованы и другие способы. Размывание времени возбуждения может быть не строго случайным, а алгоритмическим, с определенным законом повторения смещения моментов возбуждения, запрограммированным в алгоритме контроллеров источников. В литературе описано несколько хороших способов разработки "оптимального" режима размывания. В других случаях, например в ходе наземных съемок Vi-briseis™, размывание может быть осуществлено просто предоставлением оператору каждого источника возможности самостоятельного выбора момента его возбуждения. Этот способ опирается на непредсказуемость действий человека-оператора, обеспечивающих достаточную "случайность" выбора для предотвращения нежелательной когерентности между разными источниками. В морской съемке, возбуждение в соответствии с позицией, а не по времени, может обеспечить достаточную хаотичность. Меняющиеся течения и движение волн в океане будут приводить к небольшому опережению или отставанию в движении судна, выполняющего съемку, эффективно внося порожденное окружающей средой случайное размывание в моменты времени возбуждения источника.

В зависимости от геометрии сбора данных, возможностей источников и выбора метода сглаживания, на практике могут быть эффективными и другие способы нарушения когерентности между интерферирующими вступлениями сейсмоволн. В одном варианте осуществления, все возбуждения источника происходят в периодически повторяющиеся моменты времени, но выбор периодов производится тщательно с учетом того, чтобы вступления волн, генерируемых одним источником, могли быть легко отделены от вступлений волн, генерируемых другими источниками. На фиг. 15 представлен пример сейсмограммы общего пункта приема, прореженной с использованием моментов времени возбуждения первого источника. Ось 1701 синфазности представляет вступление сейсмоволны, генерируемой первым источником. В этой области, ось 1701 синфазности отличается достаточной частотой выборки и имеет спадание в определенной области по горизонтали. Второй источник имеет несколько больший период, такой, что оси 1702 синфазности вступлений, генерируемых вторым источником (но прореживаемые в соответствии с моментами времени первого источника) все имеют значительно более крутые скаты. Хотя оси 1701 и 1702 синфазности обе отличаются достаточной частотой выборки внутри окна анализа когерентности, где они перекрываются (рамка 1710 показывает одно такое возможное окно когерентности), вступления от двух перекрывающихся источников могут быть легко разделены по их различающимся наклонам. Добавляя шаг фильтрации по наклону в выделение сигнала по когерентности, можно идентифицировать нежелательные интерференционные вступления по их нефизически крутым скатам и отбросить, и для алгоритма будет достаточно затем прийти к правильному результату, несмотря на высокую периодичность всех источников.

Для других выборов периода интерферирующего источника, вступления (например, 1703) сейсмоволны могут стать настолько смешанными, что внутри окна (рамка 1720) анализа они, по сути, становятся видом шума, в результате чего они отвергаются при выделении сигнала по критерию когерентности даже без дополнительного шага фильтрации по наклону.

Если интерферирующие вступления сейсмоволн имеют заметно отличающиеся сигнатуры (например, оси 1701 и 1703 синфазности на фиг. 15), разделение может быть осуществлено анализом различных источников в различных областях. На фиг. 15 ось 1701 синфазности носит импульсный характер, а оси 1703 размазаны по времени. После соответствующей фильтрации для формирования сигнатур, в другом окне анализа вступления сейсмоволн от источника, генерировавшего ось 1701 синфазности, могут размыты по времени, вступления сейсмоволн от источника, генерировавшего оси 1703 синфазности, могут стать импульсными, обеспечивая ослабление одного или другого вступления, используя соответствующее условие ограничения разрежения.

На практике, может оказаться предпочтительным объединить несколько способов обеспечения не-когерентности интерферирующих вступлений сейсмоволны. Например, в варианте осуществления, суда, выполняющие съемку, могут возбуждать источники в соответствии с положением, а не по времени, обеспечивая тем самым внесение случайного характера в моменты времени возбуждения источника. Однако задаваемые скорости судов-носителей источников в этом случае также должны выбираться различными с тем, чтобы даже в случае отсутствия размытия моментов времени из-за естественных причин (например, если море совершенно спокойно в некоторой точке области съемки), моменты возбуждения источников друг относительно друга выбирались так, что в пределах окна анализа одновременно только один источник сможет оказаться когерентным.

Для источников различных типов, которые могут иметь сильно различающиеся номинальные интервалы повторения, более общей задачей проектирования является организация съемки так, чтобы не существовало двух разных источников, которые могли бы быть возбуждены одновременно, т.е. для любой комбинации разных источников не может быть совпадения никаких небольших целых кратных номинальных интервалов повторения источников. Скорости судов обычно будут изменяться в узком рабочем интервале так, что неразмытые временные интервалы возбуждения источника при возбуждении на позиции также изменяются в некотором диапазоне, и эту неопределенность обычно требуется учитывать.

Предположим, например, что происходит возбуждение пневматических источников на позиции, и в какой-то момент времени включается низкочастотный вибрационный источник. Для номинального разделения между точками возбуждения, интервал повторения пневматического источника может изменяться от 11 до 12 с, в зависимости от скорости судна. Согласно плану съемки, низкочастотный источник (возбуждаемый в некоторый момент) должен иметь номинальный неразмытый интервал повторения где-то в диапазоне 100-120 с, причем точное значение является выбираемым параметром проектирования. В одном или более вариантах осуществления далее можно обеспечить, чтобы низкочастотный источник не мог быть когерентным с пневматическими источниками, посредством выбора интервала повторения, равного 109 с. Это приращение не является целым кратным интервала повторения пневматического источника, составляющего любую величину между 11 и 12 с. Математически, $9 \times$ интервал от 11 до 12 с дает значение в диапазоне от 99 до 108 с, а $10 \times$ интервал от 11 до 12 с дает диапазон от 110 до 120 с. При наличии допустимого проектного диапазона от 100 до 120 с, в одном или более вариантах осуществления можно выбрать величину от 108 до 110 с, чтобы избежать возможности совпадения с пневматическими источниками. Если возбуждение расположенной поблизости аппаратуры сейсмической съемки производится по времени, а не по положению, первый вариант 109 с также не является кратным какому-либо интервалу повторения в целое число секунд, меньшему 109 с. Таким образом, выбирая интервал повторения равным 109 с, в одном или более вариантах осуществления можно свести к минимуму возможность возникновения когерентности между низкочастотным источником и любыми пневматическими источниками. Специалистам в данной области должно быть понятно, как применить эти принципы в других проектах сейсмической съемки.

Все описанные в предыдущих параграфах различные варианты (как для алгоритма отделения внешнего сигнала, так и для алгоритмов выделения сигнала с использованием когерентности, многократно используемых внутри него) могут быть объединены в разных комбинациях. Очевидно, возможны различные способы, в зависимости от количества и типов источников, их геометрии сбора данных выбора сетки для представления результатов, используемого частотного диапазона, сигнатуры источников и расстояния между ними и/или требуемые применения. В частности, один или более вариантов осуществления могут использовать источники любого числа разных типов, и любое количество источников каждого типа. Источники могут быть объединены или могут использоваться по отдельности в любых возможных комбинациях. В одном или более вариантах осуществления можно объединить все источники на одном выходе, либо иметь по одному выходу для каждого источника, либо один выход для источника каждого типа, либо любую промежуточную комбинацию этих вариантов, с объединением на выходе некоторых источников без других, и т.д.

Таким образом, в некоторых вариантах осуществления, применение описываемого здесь процесса инверсии обеспечивает получение в приемнике достаточно свободных от помех сейсмоданных, которые могут быть использованы для отображения, анализа до суммирования, например, анализа зависимости амплитуды от удаления (AVO - от англ. Amplitude vs. Offset) и построения скоростной модели, например, инверсии с учетом формы импульса (полноволновой инверсии, FWI - от англ. Full Waveform Inversion).

Сбор сейсмических данных с использованием взрывов, когда записываемая информация от одного взрыва перекрывается во времени с другими взрывами, позволит существенно сократить время (и стоимость), необходимое для выполнения сейсмической съемки с использованием взрывов. Данный подход может также позволить уменьшить расстояния между точками взрывов (например, в морской съемке), благодаря чему можно будет получить сейсмические изображения лучшего качества, что повысит шансы обнаружения экономически значимых количеств нефти и/или газа. Возможность использования источников многих типов с одновременным сбором данных позволяет собрать данные в более широкой полосе частот с той же эффективностью, что и данные от обычного пневматического источника.

Для иллюстрации условий работы системы сбора и обработки данных, на фиг. 8 представлена общая конфигурация технической среды, в которой обычно могло бы использоваться настоящее раскрытие. Проект сейсмической съемки, охватывающий экономически значимую область, разрабатывается геологоразведчиком на шаге 110. Натурные параметры сбора данных (например, расстояние между точками возбуждения, расстояние между линиями возбуждения, кратность, тип источника, и т.д.) обычно выбираются в соответствии с этим шагом, хотя обычно идеальные проектные параметры в натурных условиях слегка (или существенно) модифицируются для согласования с реальными условиями проведения съемки.

Сейсмические данные (т.е. дорожки сейсмограммы) собираются в поле 120 над подповерхностной зоной, потенциально представляющей экономический интерес, и затем обычно направляются в центр 150 обработки, где будут подвергаться обработке с использованием различных алгоритмов с тем, чтобы сделать их более пригодными для разведки месторождений. В некоторых случаях, еще в полевых условиях может выполняться некоторая начальная обработка данных, что становится все более доступной и удобной по мере роста вычислительных мощностей, доступных для полевой партии. Как было показано выше, в пределах поля 120 могут находиться два или более перекрывающихся одновременно действующих источника одного типа, и/или здесь могут находиться два или более перекрывающихся одновременно

действующих источника других типов. Как было показано выше, записи от различных источников могут быть объединены в один набор.

В центре обработки, дорожки сейсмограмм обычно подвергаются обычным подготовительным процессам 130, для подготовки их для использования геологоразведчиком. Обработанные сейсмограммы далее передаются для использования описываемыми системами и способами, и могут храниться, например, в устройствах хранения данных, например, твердом диске, магнитной ленте, твердотельном накопителе, магнитооптическом диске, DVD диске или другом устройстве хранения данных большой емкости.

Раскрытые здесь способы могут быть реализованы в форме компьютерной программы 140, которая была загружена в программируемый компьютер 150, где к ней имеет доступ интерпретатор сейсмических данных или процессор. Следует заметить, что компьютер 150, пригодный для использования в настоящем раскрытии, обычно должен содержать, в дополнение к базовым вычислительным устройствам, серверы и рабочие станции, суперкомпьютеры и, в более общем смысле, компьютер или сеть компьютеров, которые обеспечивают параллельные и массово-параллельные вычисления, в которых вычислительная нагрузка распределена между двумя или более процессорами. Как также показано на фиг. 8, в некоторых вариантах осуществления, пользователем может быть обозначена некоторая цифровая зона модели 160, представляющая интерес, которая используется для введения в компьютерную программу обработки. В случае 3-D сейсмического разреза, модель 160 зоны интереса обычно включала бы конкретные параметры, относящиеся к поперечной протяженности и толщине (которые могут быть изменяемыми и могут измеряться в единицах времени, глубины, частоты и т.д.) подповерхностной исследуемой области. Конкретные средства, которыми эти зоны сформированы, выбраны, оцифрованы, сохранены и впоследствии считаны в процессе исполнения программы, не важны для настоящих систем и способов, и специалистам будет понятно, каким образом это может быть осуществлено различными путями.

Программа 140, реализующая настоящий процесс, может быть перенесена в исполняющий ее компьютер, посредством, например, дискеты, магнитного диска, магнитной ленты, магнитооптического диска, оптического диска, компакт-диска, предназначенного только для чтения (CD-ROM), перезаписываемого компакт-диска (DVD), картой памяти (RAM), картой флеш-памяти (RAM-flash), схемой постоянной программируемой памяти (PROM), или загружена по сети (например, проводной или беспроводной сети и т.д.). В типичной среде обработки сейсмических данных, способы настоящего раскрытия были бы сделаны частью большего пакета программных модулей, предназначенных для выполнения многих из шагов обработки, перечисленных на фиг. 9. После проведения обработки представленными способами, полученные сейсмограммы далее распределяются по компоновкам сейсмограмм, суммируются и отображаются либо на высокоразрешающем цветном мониторе 170 компьютера, либо на бумаге в виде напечатанного изображения сейсмического разреза или карты 180. Интерпретатор сейсмических данных далее использует представленные изображения для идентификации подповерхностных признаков, свидетельствующих о генерировании, миграции или накоплении углеводородов.

Как было отмечено ранее, настоящее раскрытие будет, предпочтительно, реализовано как составная часть, встроенная в обычную процедуру обработки сейсмических данных, по типу описанной на фиг. 9. Специалистам в данной области будет понятно, что шаги обработки, показанные на фиг. 9, являются просто общим представлением характера процессов, которые могут быть применены в отношении таких данных, и выбор и последовательность этих шагов обработки, и используемые алгоритмы могут в значительной мере зависеть от отдельного процессора сейсмических данных, источника сигнала (динамит, вибратор, пневматический источник, низкочастотный генератор и др.), места съемки (земля, море и т.д.) данных, компании, проводящей обработку данных и т.д.

В качестве первого шага, и как обобщенно показано на фиг. 9, 2-D и 3-D сейсмическая съемка проводится по определенному объему земной подповерхностной зоны (шаг 210). Собираемые в ходе натурных работ данные состоят из непросуммированных сейсмограмм, содержащих цифровую информацию, представляющую объем породы, расположенной под местом съемки. Способы получения таких данных и их обработки в форму, пригодную для использования сейсмическими процессорами и интерпретаторами, хорошо известны специалистам в данной области. Следует отметить, что для целей настоящего раскрытия сейсмической съемкой будет съемка со смешанными источниками, в которой отражения после более поздней активизации источника могут интерферировать (или совпадать по времени) с отражениями от более ранней активизации источника. После того, как взрывы или источники были разделены в соответствии с настоящим раскрытием, непросуммированные сейсмограммы, полученные в результате этой операции, могут быть использованы как при любом другом сборе сейсмограмм. Таким образом, представленные системы и способы позволяют получать большое число сейсмограмм источников, активизируемых с образованием перекрывающихся сигналов, причем наборы полученных разделенных сейсмических данных эквивалентны или практически эквивалентны наборам сейсмических данных, полученных с использованием полностью разделенных активизаций источников и сбора сейсмических данных (например, неперекрывающихся источников и несуммированных сейсмограмм).

Задачей сейсмической съемки является получение набора пространственно связанных сейсмограмм над целевой подповерхностной зоной, обладающей промысловыми перспективами. Данные, подходящие для анализа раскрытыми здесь способами, могут, в частности, состоять из несуммированной 2-D сейсми-

ческой линии, несуммированной 2-D сейсмической линии, выделенной из 3-D сейсмической съемки или, предпочтительно, несуммированной 3-D части 3-D сейсмической съемки. Раскрытые здесь системы и способы наиболее эффективны при использовании применительно к набору суммированных сейсмограмм, пространственно соотносящихся с некоторыми подповерхностными геологическими объектами. Также, только с целью иллюстрации раскрытия, далее приводится рассмотрение, в котором фигурируют сейсмограммы, содержащиеся в 3-D съемке (суммированные или несуммированные, как требует рассмотрение), хотя возможно использование любой собранной группы пространственно связанных сейсмограмм.

После того, как сейсмические данные собраны (шаг 210), они обычно передаются в центр обработки на месте проведения съемки, где с ними проводятся некоторые начальные или подготовительные шаги обработки. Как показано на фиг. 9, общий первый шаг 215 предназначен для редактирования вводимых сейсмических данных в подготовке для дальнейшей обработки (например, демультимплексирование, восстановление усиления, формирование сейсмического импульса, удаление плохих сейсмограмм и т.д.). Вслед за этим может быть определена геометрия съемки (шаг 220) и сохранение номера взрыва/приемника и позиции на поверхности в качестве заголовка сейсмической трассы. Когда геометрия определена, обычно выполняют скоростной анализ и применяют кинематическую поправку для отраженных волн (NM0) для коррекции каждой дорожки сейсмограммы во времени для учета задержек времени прихода, вызванной выносом точки взрыва. В некоторых вариантах осуществления, настоящий вариант осуществления может быть использован в связи с шагом 215, т.е. совместно с формированием сейсмического импульса/шагами корреляции Vibroseis®, или вместо их, хотя, конечно, это могло бы быть использовано в другом месте в рамках данной общей схемы обработки.

После завершения первоначальной обработки до суммирования, обычно выполняется нормирование сейсмического сигнала в несуммированных сейсмических дорожках, перед созданием суммированных объемов данных (шаг 230). На фиг. 9 шаг 230 содержит типичную последовательность обработки "Обработка сигнала/Нормирование/Отображение", но для специалиста будет понятно, что вместо указанных на чертеже процессов могут быть использованы многие альтернативные процессы. В любом случае, конечной задачей с точки зрения геологоразведчика является создание суммированного сейсмического объема или, в случае 2-D данных, суммированной сейсмической линии для использования в разведке углеводородов в подповерхностной зоне земли.

Как далее показано на фиг. 9, любая цифровая выборка в суммированном сейсмическом объеме однозначно идентифицируется тройкой координат (X, Y, ВРЕМЯ), где координаты X и Y представляют некоторое положение на поверхности земли, а временная координата измеряет зарегистрированный момент вступления в пределах дорожки сейсмограммы (шаг 240). Для определенности предполагается, что направление X соответствует направлению вдоль линий, а координата Y соответствует направлению поперек линий, как это общепринято в уровне техники. Хотя время является предпочтительной и наиболее распространенной единицей для вертикальной оси, специалисты согласятся с тем, что возможны и другие единицы, включающие, например глубину или частоту. Кроме того, специалистам хорошо известно, что можно преобразовать координаты сейсмических дорожек из одной единицы (например, временной) в другую (например, глубину), используя стандартные математические преобразования.

Геологоразведчик может выполнить первоначальную интерпретацию 250 полученного просуммированного объема, в котором он обнаруживает и идентифицирует основные отражатели и разрывные нарушения, если они встречаются в наборе данных. Далее может следовать улучшение 260 качества данных просуммированных или непросуммированных сейсмических данных и/или генерирование (шаг 270) атрибутов на их основе. Во многих случаях геологоразведчик будет возвращаться к своей исходной интерпретации в виду дополнительной информации, полученной от улучшения качества данных и шагов (шаг 280) генерирования атрибутов. В качестве заключительного шага, геологоразведчик обычно будет использовать информацию, отобранную из сейсмических данных, вместе с данными другого характера (магниторазведочных съемок, гравиметрических съемок, данных съемки LANDSAT, региональных геологических исследований, каротажных диаграмм, кернов и т.д.), для обнаружения подповерхностных структурных и стратиграфических признаков, свидетельствующих об образовании, накоплении или миграции углеводородов (т.е. комплекс 290 исследований).

Обращаясь к раскрытым здесь системам и способам, следует заметить, что способ может включать разделение двух или более сейсмических источников, активизированных в ходе одной записи, где сходство между близкорасположенными взрывами используется для ограничения процесса инверсии и создания нескольких разделенных наборов сейсмических данных.

Как показано на фиг. 10 и 11, для сбора данных съемки с использованием смешанного источника могут сначала распределить некоторое количество приемников 310 в виде двумерной решетки над заданной для исследования областью. В некоторых вариантах осуществления, для съемки может использоваться только несколько приемников или вплоть до нескольких тысяч приемников 310. Приемники 310 могут быть присоединены кабелями к центральному регистратору, для этого также может быть использована беспроводная связь, либо каждый приемник может содержать внутреннюю память некоторого объема, в которую записывать принятые сейсмические сигналы. Для специалистов в данной отрасли хо-

рошо знакомы такие варианты приемников.

В некоторых вариантах осуществления, сигналы приемников 310 будут непрерывно записываться в течение продолжительного времени. В некоторых вариантах, запись с приемников может продолжаться несколько часов, полдня, целый день много дней и т.д. Единственным требованием является то, для записи должна поступать результаты возбуждения по меньшей мере двух источников. Это отличается от обычной сейсмической съемки, когда сигналы приемников записываются в течение только нескольких секунд после активизации источника.

В течение промежутка времени записи сигналов приемников, в пределах области 300 съемки будут активированы некоторое количество сейсмических источников 320. В некоторых вариантах осуществления, будет использовано два или более источников, причем источники могут иметь разные сигнатуры источников и/или частотные диапазоны, включая любые их тех, что описаны здесь. В случае морской съемки, скорее всего, будут использованы источники различных типов, но очевидно, что этот выбор остается на усмотрение проектировщика съемки.

Два или более сейсмических источников 320 могут включать любое число дискретных или непрерывных источников. В случае морской съемки, сейсмические источники 320 могут включать один или более из пневматических источников, электроискровых источников, вибраторов или др. В некоторых вариантах осуществления, в решетку могут быть включены сейсмические источники в любом числе, любого объема или любого типа. В частном случае, решетка может включать один или более пневматических источников большого объема, один или более пневматических источников среднего объема и/или один или более пневматических источников малого объема. Сейсмические источники могут быть размещены в различных схемах расположения. Например, сейсмические источники группы могут быть размещены вблизи друг к другу и их активизация должна быть частью одного сейсмического взрыва. В случае морской съемки, это может быть единая сейсмическая решетка источников или несколько решеток источников, буксируемых одним или более судами. Подрешетка (которая может состоять из одного или более источников) может рассматриваться как подгруппа источников, причем источник(ки) назначенные для каждой подрешетки, предполагают одновременную активизацию.

В наземной съемке два или более источников 320 могут включать вибраторы, зарядные устройства или гудящие сейсмические источники. Например, два или более источников 320 могут включать наземные вибраторы (например, 10 или около того), вибрационные источники Mini-Sosie™ для сейсмической съемки, источники для съемки методом падающего груза и др. В системе сейсмической съемки одного типа используется вибратор или группа вибраторов в качестве источника акустической энергии (далее называемый "вибросейсмическим источником"). Вибросейсмический источник может генерировать ("вибрировать") волны акустической энергии в заранее заданных точках установки вибратора (VP - от англ. vibrator points). VP могут быть обозначены знаками-пикетами, устанавливаемыми изыскателями. В альтернативном случае, для определения местоположения VP может быть использована спутниковая система позиционирования (GPS).

Другие источники могут включать низкочастотные источники, например, по типу используемых в морской съемке, включая источники Wolfspär®. Каждый из низкочастотных источников могут работать на одной частоте ("монохроматические" низкочастотные источники), или циклически менять две или более дискретных частот (низкочастотные источники со "ступенчато изменяемой частотой"), или сканировать внутри узкого диапазона низких частот для расширения диапазона частот, вырабатываемых широкополосными источниками ("узкополосные" низкочастотные источники). Источники могут вырабатывать волны с постоянной амплитудой, либо амплитуда волн может меняться (плавно нарастать и снижаться). В данном случае, "низкочастотный" означает частоты менее примерно 6-8 Гц. В некоторых вариантах осуществления, может быть менее примерно 4 Гц, в некоторых могут использоваться частоты вплоть до примерно 2 Гц, или примерно 1,5 Гц, или примерно 0,5 Гц.

В некоторых вариантах осуществления, два или более сейсмических источников 320 могут иметь разные сигнатуры. В операциях с использованием Vibroseis, вибратор(-ы) этого вибросейсмического источника обычно генерируют вибрации по закону, согласно которому частота изменяется в течение заданного временного периода. Такой закон генерирования вибраций называется качанием частоты вибрации. Типичным законом качания частоты Vibroseis может быть линейное качание частоты примерно от 5 до 100 Гц, с продолжительностью порядка 5-30 с. Пневмоисточники могут генерировать высокочастотные акустические волны. Низкочастотные источники могут генерировать низкочастотные сигналы в течение более продолжительного интервала времени и, в некоторых вариантах осуществления, низкочастотные источники могут работать непрерывно.

В некоторых вариантах осуществления, активизации источников могут быть разделены во времени промежутками случайной продолжительности. Кроме того, источники могут быть активизированы с достаточно короткими промежутками так, что будет существовать некоторое перекрытие или смешивание между взрывами. Когда сейсмические записи исправляются на нулевое время (момент активизации) каждого источника, отражения, относящиеся к этому источнику, как правило, когерентны, но энергия от интерферирующих источников обычно некогерентна (т.е. отражения не ложатся в линию) поскольку за-

держка между взрывами случайна. Другими словами, в случае съемки, где каждым источником 320 является блок Vibroseis, можно предположить, что активизации источников в некоторых случаях могут быть разделены интервалом в несколько секунд. Следует заметить, что назначение фиг. 10 не в том, чтобы предполагать, что все источники 320 будут активизированы одновременно, а в том, чтобы показать, что они располагаются в различных точках области 300 съемки. В ходе некоторых съемок может быть использовано десять или более разных источников. Примером способа разведки, при котором получают данные, которые были бы пригодны для использования в настоящем раскрытии, можно назвать заявку WO 2008/025986 (PCT/GB2007/003280) "Способ сейсмической съемки", автор Howe, полностью включенную в настоящее раскрытие посредством ссылки. Howe рассматривает использование активизации в шахматном порядке, когда имеется некоторое перекрытие в приходящих из подповерхностной зоны отражениях.

В то время как сейсмические источники 320 могут содержать дискретные или полудискретные сигнатуры, один или более сейсмических источников может работать непрерывно с взрывами, происходящими по определенному закону, или как непрерывный источник излучения. В некоторых вариантах осуществления, способ может включать непрерывно происходящие взрывы, которые также можно назвать "непрерывными упорядоченными взрывами" или "взрывами, происходящими непрерывно по определенному закону". В частности, вместо проведения взрывов по одной схеме, и перехода после этого к взрывам по другой схеме, не делается временной задержки и производится непрерывная последовательность взрывов, представляющая в случае решеток пневматических источников непрерывную последовательность хлопков. В этом случае, в некоторых вариантах осуществления, между двумя закономерностями взрывов могут быть промежутки в несколько секунд, либо такие промежутки могут отсутствовать. Что касается низкочастотных источников, то они могут работать непрерывно в течение заданного промежутка времени для непрерывного генерирования низкочастотной энергии.

Как было показано выше, источники различных типов могут иметь разные характеристики. Разные источники, имеющие различные сигнатуры и/или частотные диапазоны, позволяют использовать различия в сигнатурах источников, соответствующие критерии когерентности и процессы сбора и обработки данных (например, 2-D, 3-D и т.д.) для обеспечения лучшего разделения в собранных данных. Частные комбинации источников могут включать использование пневмоисточников с вибраторами, пневмоисточников с электроискровыми источниками, пневмоисточников с низкочастотным источником (например, источник Wolfspag и т.д.), или комбинации источников трех и более типов.

На фиг. 11 обобщенно показано, как могут выглядеть данные от смешанного источника. Каждый приемник 310 выдает сигнал для формирования сейсмической дорожки (например, дорожки 405), которая потенциально может продолжаться десятки минут или несколько часов (или дней, и т.д.). На этой фигуре, дорожка 405 показана схематически, как содержащая записанные сигналы от четырех разных возбуждений источников. В то время как сигналы на чертеже показаны похожими друг на друга, записанные сигналы могут иметь сигнатуры, соответствующие источнику. Когда используются несколько источников, имеющих различные сигнатуры источников, сигналы могут иметь соответствующие различные сигнатуры. Каждому приемнику 310 сопоставлено местоположение на поверхности земли. Когда сигналы, которые были записаны с каждого приемника 310, нужным образом упорядочены и отображены, в некоторых вариантах осуществления для каждого приемника 310 будет сформирован 3-D объем, ассоциированный с координатами "X" и "Y" расположения, для включения местоположений на основе широты и долготы, и т.д.

Предпочтительно, в ходе сейсмической съемки со смешанными источниками, время, в течение которого активизирован каждый источник 320, будет зафиксировано, и записано какие источники могут быть расположены внутри или снаружи приемного поля. На фиг. 11, T_1 и T_2 представляют известные моменты времени (измеренные от произвольного нулевого времени), когда были активизированы два источника, а параметр "N" показывает в общем виде промежутки времени (и/или количество выборок) после активизации источника, в течение которого отражения от подповерхностной зоны от этого источника могут быть приняты. В данном конкретном примере, как это будет более подробно рассмотрено далее, две активизации источника могут исходить от одного источника (например, двух вибросейсмических генераторов меняющейся частоты), в результате чего они не перекрываются во времени. Однако в других вариантах осуществления, активизации источников могут относиться к разным источникам. При такой схеме работы, интерференция скорее всего возникнет от других сейсмических источников, которые были активизированы в пределах показанного временного интервала, или которые имели отражения в подповерхностной зоне, приходящие в течение того же временного интервала. Исходя из сказанного, рассмотренные процессы могли бы быть применены одним способом, если две или более активизации источников от одного и того же источника должны были перекрыться во времени.

Генерирование множества отдельных наборов сейсмических данных может создавать сейсмические данные, пригодные для различных дальнейших способов обработки, как это описано здесь. В некоторых вариантах осуществления, полученные разделенные наборы сейсмических данных могут включать различные данные сейсмических дорожек. Например, первый набор сейсмических данных (например, m_1) может содержать стандартные разделенные данные сейсмических дорожек, пригодные для традицион-

ной обработки и отображения. В качестве альтернативы или как второй набор (например, $m_1, m_2, \dots, m_n$ и т.д.) разделенных сейсмических данных, полученный набор разделенных сейсмических данных может быть использован для других форм обработки. Следует иметь в виду, что раскрытый здесь процесс инверсии может обеспечить проведение интерполяции некоторых элементов отдельных наборов отдельных сейсмических данных на основе итеративного использования процесса инверсии. Это может обеспечить создание некоторой части полученных наборов разделенных сейсмических данных на основе перекрытия между двумя возбуждениями источников, что может создать более полные наборы разделенных данных.

В некоторых вариантах осуществления, один или более наборов разделенных сейсмических данных может быть использован для анализа инверсии с учетом формы импульса (FWI - от англ. full-waveform inversion). FWI представляет метод обработки сейсмических данных во временной или частотной области, обеспечивающий более общий подход для отображения структур подповерхностной зоны: вместо использования только отраженных или рассеянных волн, приходящих от геологических неоднородностей в Земле, FWI также учитывает прошедшие/преломленные волны, распространяющиеся вниз, затем поворачивающиеся в горизонтальном направлении и, наконец, направляющиеся вверх в виде восходящих сейсмических волн (возможно, на значительном расстоянии от их источника). Присутствие подповерхностных структур продвигает, замедляет и/или искажает эти прошедшие/преломленные падающие волны, и FWI определяет их расположение и свойства по характерным следам, оставляемым этими структурами в данных. Следует заметить, что без низкочастотных данных, полученных с большим выносом точки возбуждения, которые содержат прошедшие/преломленные волны, полноволновая инверсия зачастую не достигает результата и может не различать подповерхностные структуры (т.е. может давать бесполезные результаты). К сожалению, традиционные сейсмические источники не создают обычно требуемые низкочастотные волны и, в частности, низкочастотные данные, которые могли бы быть использованы для полноволновой инверсии. Таким образом, разделение и формирование наборов разделенных сейсмических данных может быть использовано для обеспечения требуемой сейсмической обработки. В то время как FWI является естественным применением этого метода, возможны и другие применения разделенных данных, не включающие отображение или определение скорости.

Приведенное описание различных типов источников, общей модели инверсии и типов требуемых выходных сейсмических данных позволяет далее перейти к процессам, используемым для реализации описанных моделей. На фиг. 12 представлена схема процесса обработки, пригодная для использования, когда источниками для смешанной съемки являются один или более пневматические источники и один или более сейсмические вибраторы (например, для съемки с Vibroseis). Для специалиста в данной области должно быть хорошо понятно, как распространить схему обработки на фиг. 12 на случай с источниками трех или более типов. Процесс можно рассматривать как происходящий в трех вложенных слоях, самый внешний из которых содержит ячейки 1400, 1403, 1499, 1491, 1492, 1493, 1401, 1402, 1480 и 1485.

На шаге 1400 выполняется инициализация. Создаются три буфера данных, в одном сохраняются остаточные данные (невязка), в другом помещаются разделенные перекрывающиеся данные от пневмоисточника (сигнал 1), и в третьем помещаются разделенные перекрывающиеся данные от виброисточника (сигнал 2). Остаточными данными первоначально являются просто копии записанных сейсмических данных, а два буфера для разделенных сигналов первоначально содержат нулевые данные.

На шаге 1403 выполняется проверка выполнения инверсии. Эта проверка может потребоваться либо в связи с тем, что остаточные данные (разница между фактическими записанными данными и прогнозируемыми данными) достаточно мала, либо потому, что было достигнуто максимальное число итераций. Если это условие соблюдено, разделенные смешанные перекрывающиеся данные (состоящие из двух оценок дорожек сейсмосигнала) выводятся на шаге 1499. В противном случае, новые остаточные данные вводятся в прямоугольники 1401 и 1402, заключающие одну итерацию оценки разделенных источников для пневмоисточников и виброисточников (Vibroseis), соответственно. Каждый из этих прямоугольников по отдельности является аналогом способа, описанного в US 8295124 B2, выданном Abma, в частности, шагам, описанным на фиг. 8 этого патента в шагах от 815 до 875. Объект изобретения US 8295124 B2 полностью включен в настоящее раскрытие. Выходы каждого из 1401 и 1402 представляют обновленную оценку записанных данных, которые были бы зарегистрированы, если только был активным источник соответствующего типа (пневмоисточник для 1401 и Vibroseis для 1402), и данные для источника этого типа были собраны в ходе традиционного сбора несмешанных данных. Далее к этим выходным данным применяется логическое отрицание, в ячейке 1480 - к данным от пневмоисточника, в ячейке 1485 - к данным от Vibroseis.

Подвергнутые логическому отрицанию прогнозы для данных от одного источника далее суммируются в ячейке 1492 с записанными данными из ячейки 1491, с получением обновленных остаточных данных. Вновь обновленные остаточные данные сохраняются в своем буфере данных (ячейка 1493) и передаются далее в ячейку 1403. Процесс повторяется до его завершения. Следует заметить, что если прогноз был правильным, то прогнозы для несмешанных данных от одного источника будут суммироваться с фактически записанными данными, и выход из ячейки 1492, т.е. вновь обновленные остаточные данные, будет тождественно равен нулю. На практике, при завершении процесса остаточные данные бу-

дуг содержать некогерентный шум, и алгоритм отделения данных от данных, связанных с близлежащими источниками, будет при этом иметь полезный побочный эффект шумоподавления в данных. По меньшей мере в теории, смешанный сбор и обработка данных должны давать лучшие результаты, чем традиционный сбор несмешанных данных, поскольку более короткое время сбора данных означает и меньшее количество шума при том же количестве сигнала.

Промежуточный слой содержит внутренние ячейки прямоугольников 1401 и 1402. Во-первых, остаточные данные "прочесаны" (в 1410 гребенчатая фильтрация с использованием моментов времени активизации пневмоисточника, и в 1415 гребенчатая фильтрация с использованием моментов времени активизации Vibroseis). Затем текущие оценки разделенных перекрывающихся данных из буферов (ячейка 1420 для пневмоисточника, и ячейка 1425 для Vibroseis) каждая суммируются с соответствующими прочесанными остаточными данными в ячейке 1430 для пневмоисточников и ячейке 1435 для Vibroseis. Последовательность обработки данных от виброисточника (Vibroseis) включает дополнительный шаг регуляризации сигнатуры источника (ячейка 1416), либо использование деконволюции по сигнатуре, корреляции сигнатуры, согласующий фильтр и т.д. Рабочий цикл, например цикл, описанный Abma в US 8295124 B2, сразу бы перешел к шагу сглаживания данных для извлечения когерентного сигнала (ячейка 1440 для пневмоисточника, и ячейка 1445 для Vibroseis). При разделении источников различного типа может возникнуть необходимость выравнивания их амплитуд. В противном случае, источник одного типа будет подавлять источник другого типа, что будет отрицательно влиять на сходимость метода. Кроме того, бесполезно пытаться получить когерентный сигнал, который отсутствует фактически, например, пытаться найти когерентный сигнал выше 4 Гц для низкочастотного источника, который в этом диапазоне излучает мало энергии, или не излучает совсем. Такая попытка только подчеркнет шум, и в результате плохой сходимости процесса ожидаемый результат получен не будет. Поэтому модифицированный способ включает дополнительный шаг временного/частотного взвешивания, отсутствующий у Abma, соответственно, ячейки 1432 для пневмоисточника и 1437 для Vibroseis. Этот шаг необходим для выравнивания относительной энергии источников разных типов и ослабления энергии на частотах, не генерируемых соответствующим источником. Далее в способе извлекается когерентный сигнал (шаги 1440 для пневмоисточника и 1445 для виброисточника Vibroseis), как и ранее. Опционально, на шагах 1442 и 1447 может быть выполнено дополнительное временное/частотное взвешивание для частичного или полного удаления весовых коэффициентов, присвоенных на шагах 1432 и 1437, соответственно. В случае если взвешивание было использовано для подавления шума, то коэффициенты взвешивания остаются. В результате получается обновление оценки разделенных сигналов от перекрывающихся источников, добавляемая к предыдущей оценке на шагах 1450 и 1455, для получения обновленных оценок разделенных сигналов от перекрывающихся пневмоисточников и Vibroseis, соответственно. Обновленные оценки разделенных сигналов от перекрывающихся источников сохраняются в соответствующих буферах данных, соответственно, на шагах 1460 и 1465. Далее, в шагах 1470 и 1475 разделенные дорожки сейсмограмм далее подвергаются операции, обратной гребенчатой фильтрации, соответственно, для пневмоисточников и Vibroseis. Рабочий цикл Vibroseis содержит дополнительный шаг (ячейка 1466) удаления сигнатуры источника, введенной в шаге 1416.

Самый внутренний слой процесса находится в ячейках 1440 и 1445, и состоит в извлечении когерентного сигнала. На фиг. 13 в блок-схеме в прямоугольнике 1500 иллюстрируется стандартный подход, соответствующий описанному в патенте Abma для случая источников одного типа, и эта блок-схема 1500 может представлять содержимое ячеек 1440 или 1445. Данные систематизированы в соответствующие выборки сейсмозаписей, где требуемый сигнал должен быть когерентным в ячейке 1510. Дальше он подвергается преобразованию Фурье в ячейке 1520 так, чтобы требуемый сигнал стал "разреженным" в этой области. Наименьшие величины в преобразованном пространстве приравниваются нулю в шаге 1530, с сохранением неизменным сигнала с одновременным ослаблением шума. Затем данные возвращаются в исходную область в шаге 1540.

Также, как и в патенте Abma, данные будут в основном разделены по перекрывающимся N-мерным подкубам, с соответствующим постепенным снижением в зонах перекрытия, и проведением этой операции в каждом подкубе, после чего подкубы складываются друг с другом для восстановления исходной версии данных, очищенной от шумов.

Альтернативный способ, который может быть особенно подходящим при отделении данных разного типа от сигналов, образованных близлежащими источниками, иллюстрируется блок-схемой в прямоугольнике 1600 на фиг. 14. Этот способ может быть применен вместо способа, представленного блок-схемой 1500, либо он может применяться сначала с последующим использованием способа 1500. Согласно этому способу, загрязненные дорожки сейсмограмм помечаются как "мертвые" или "потерянные", и используются стандартные методы заполнения потерянных данных путем интерполяции для замены загрязненных дорожек. Способ, показанный в прямоугольнике 1600, называется "интерполяцией POCS" (интерполяцией с проекцией на выпуклые множества). Загрязненные или потерянные сейсмодорожки ранее были идентифицированы, и эта информация сохранена в ячейке 1650.

Также как и в блок-схеме 1500, сначала данные группируются в подходящие компоновки сейсмозаписей (ячейка 1610). Затем данные подвергаются преобразованию Фурье (ячейка 1620) для их разреже-

ния, при этом наименьшие величины приравняются к нулю или редуцируются (ячейка 1630), после чего данные преобразуются обратно в исходную область (ячейка 1640). Различие состоит в том, что на шаге 1660 сейсмодорожки, не требующие интерполяции, заменяются своими исходными величинами. На шаге 1670 производится сравнение результата с предыдущим результатом, и если не произошло изменений (или было достигнуто максимальное значение итераций), процесс завершается. В противном случае, данные, содержащие вновь интерполированные "потерянные" сейсмодорожки, направляются назад в ячейку 1620 для следующей итерации.

На фиг. 12-14 представлен частный набор предпочтительных вариантов осуществления. Для специалиста должно быть хорошо понятно, как обобщить способ на другие случаи, и как ввести в основной рабочий цикл многие альтернативные опции, описанные ранее в раскрытии.

Следует также отметить, что в патенте Абта демонстрируется два подхода: конструктивный подход и деструктивный подход. Те же самые возможности применимы и здесь. Приведенное выше раскрытие описывало обобщение "конструктивного подхода" к массивам данных от смешанных источников двух или более типов. Для специалиста в настоящей области должно быть хорошо понятно, как аналогично обобщить описанные здесь способы для использования в "деструктивном подходе".

Следует заметить, что когда операции выполняются в отношении сейсмодорожек определенного типа (например, выборках сейсмозаписей в приемнике), обычно нет необходимости собирать эти сейсмодорожки вместе в запоминающем устройстве (например, сортировкой) для применения к ним процессов обработки многодорожечных массивов данных.

Таким образом, в приведенном выше раскрытии и формуле изобретения далее, когда говорится, что компоновка сейсмозаписей (сейсмограмма точки взрыва, сейсмограмма пункта приема, и т.д.) собрана или доступна для дальнейшей обработки, эти слова следует воспринимать в наиболее широком смысле для охвата случаев, когда сейсмодорожки, образующие компоновку сейсмозаписей, подвергаются обработке на месте или оперативно, в процессе работы. При этом никакой необходимости в сортировке или ином упорядочивании данных может и не быть.

Кроме того, в некоторых вариантах осуществления представленные системы или способы будут адаптированы для использования в съемке вертикального сейсмопрофиля (ВСП) или аналогичной скважинной съемке. В качестве пояснения, специалистам в данной области должно быть понятно, что сбор данных в съемке ВСП может требовать больших расходов из-за простоя буровой установки. Проведение ускоренной ВСП с перекрывающимися источниками взрывов может значительно сократить расходы на такие съемки. При этом используемые здесь слова "смешанная сейсмическая съемка" должны восприниматься в широком смысле, включая как наземную, так и морскую 2-D и 3-D съемки, а также съемку ВСП, межскважинные сейсмические съемки и т.д.

Кроме того, в предшествующем рассмотрении, использовалась терминология, относящаяся к работе с обычными сейсмическими данными. Специалисты в данной области должны иметь в виду, что приведенное раскрытие может с успехом применяться в других областях деятельности и использоваться для определения расположения других минералов в подповерхностной зоне, помимо углеводородов. В частности, описанный подход может потенциально быть использованным для обработки и анализа многокомпонентных сейсмических данных, данных, полученных методом поперечных волн, данных полученных методом обменных волн, данных межскважинной сейсмической съемки, данных ВСП, диаграмм волнового акустического каротажа, управляемого источника или иных электромагнитных данных (электромагнитной разведки с управляемым источником - CSFM, t-CSFM и т.д.), или цифрового моделирования любого из упомянутых процессов. Кроме того, заявленные здесь способы затем могут быть применены к математически преобразованным версиям этих же сейсмодорожек, включая, например: дорожки фильтрованных данных, дорожки данных после миграции, дорожки данных после преобразования Фурье в частотной области, преобразования дискретными ортонормальными преобразованиями, дорожки данных мгновенной фазы, дорожки данных мгновенной частоты, квадратурные дорожки, аналитические дорожки и т.д. Короче говоря, раскрытые здесь процессы потенциально могут быть приложены к широкому кругу геофизических временных последовательностей, однако, предпочтительно, применительно к набору пространственно связанных временных последовательностей.

Согласно описанным различным системам и способам, определенные особенности могут включать, помимо прочего:

В первой особенности, в способе сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным сейсмическим источником, причем сейсмическая съемка со смешанным сейсмическим источником содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, а возбуждения сейсмического источника производятся сейсмическими источниками одного или более типов. Сейсмические источники разных типов могут иметь разные сигнатуры или частотные характеристики; разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих источников, используя разделение сейсмических данных с применением инверсии; генерируют одну или более сейсмограмм источников на основе этого разделения, и используют одну или более сейсмограмм источников для разведки углеводородов в данной

области подповерхностной зоны.

Вторая особенность может включать способ согласно первой особенности, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников: выбирают первое ограничивающее условие по когерентности для сейсмического источника первого типа из сейсмических источников по меньшей мере двух типов; выбирают второе ограничивающее условие по когерентности для сейсмического источника второго типа из сейсмических источников по меньшей мере двух типов; и применяют первое ограничивающее условие по когерентности и второе ограничивающее условие по когерентности в разделении с использованием инверсии сейсмических данных к части сейсмической съемки со смешанными источниками, в которой получение одной или более сейсмограмм источника основано на применении первого ограничивающего условия по когерентности и второго ограничивающего условия по когерентности.

Третья особенность может включать способ согласно второй особенности, в котором первое ограничивающее условие по когерентности отличается от второго ограничивающего условия по когерентности.

Четвертая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до третьей особенностей, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников: определяют моменты времени активизации для каждого возбуждения интерферирующих сейсмических источников из возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих источников; и используют моменты времени активизации, соответствующие возбуждению каждого сейсмического источника, для перемещения возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников в начальный момент времени, причем генерирование одной или более сейсмограмм источников основано на перемещении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников начальный момент времени.

Пятая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до четвертой особенностей, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием разделения сейсмических данных с применением инверсии решают уравнение, имеющее вид:

$$d = \Gamma_1 m_1 + \Gamma_i m_i + \dots + \Gamma_n m_n,$$

для матриц $m_1, \dots, m_i, \dots, m_n$ для получения одной или более сейсмограмм источников, где n может быть больше или равно 1, m_1 - сейсмограмма первого источника из сейсмограмм одного или более источников, m_i - сейсмограмма другого источника из сейсмограмм одного или более источников; d - матричное представление записанных сейсмических данных, Γ_1 - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника первого типа из сейсмических источников одного или более типов, и Γ_i - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника другого типа из сейсмических источников одного или более типов.

Шестая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до пятой особенностей, в котором каждая из совокупности сейсмограмм источника имеет сейсмические данные, характерные только для своего частотного диапазона (представляющие различный частотный диапазон).

Седьмая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до шестой особенностей, при осуществлении которого дополнительно: выполняют анализ инверсии с учетом формы импульса на по меньшей мере одной из сейсмограмм источника.

Восьмая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до седьмой особенностей, в котором возбуждения каждого из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделены во времени промежутком времени случайной продолжительности.

Девятая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до восьмой особенностей, в котором сейсмические источники относятся к по меньшей мере двум различным типам, и включают комбинацию по меньшей мере двух источников из: вибрационных источников, пневматических источников, электроискровых источников и низкочастотных источников.

Десятая особенность может включать способ в соответствии с любой от первой до девятой особенностей, в котором по меньшей мере один сейсмический источник из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников при их возбуждениях изменил знак или фазу возбуждения этого сейсмического источника.

В одиннадцатой особенности, в способе сейсмической разведки: иницируют ряд возбуждений сейсмических источников над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, причем ряд возбуждений сейсмических источников вызывается в сейсмических источниках одного или более типов. Сейсмические источники разных типов могут иметь разные сигнатуры или частотные характеристики; и осуществляют сейсмосъемку со смешанными сейсмическими источниками, содержащую данные, полученные от отражений, создаваемых множеством возбуждений сейсмических источников, содержащую возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, причем возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделяются с использованием инверсии сейсмических данных, и вырабатываются одна или более сейсмограмм источника на

основе разделения возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников.

Двенадцатая особенность может включать способ в соответствии с одиннадцатой особенностью, в котором возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделяются с использованием инверсии сейсмических данных решением уравнения, имеющего вид:

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{G}_i \mathbf{m}_i + \dots + \mathbf{G}_n \mathbf{m}_n,$$

для матриц $\mathbf{m}_1, \dots, \mathbf{m}_i, \dots, \mathbf{m}_n$ для получения одной или более сейсмограмм источника, где

n может быть больше или равно 1,

$\mathbf{m}_1$ - сейсмограмма первого источника из сейсмограмм одного или более источников,

$\mathbf{m}_i$ - сейсмограмма другого источника из сейсмограмм одного или более источников,

$\mathbf{d}$ - матричное представление записанных сейсмических данных,

$\mathbf{G}_1$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника первого типа из сейсмических источников одного или более типов, и

$\mathbf{G}_i$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника другого типа из сейсмических источников одного или более типов.

Тринадцатая особенность может включать способ в соответствии с одиннадцатой или двенадцатой особенностью, в которой каждая из совокупности сейсмограмм источника имеет сейсмические данные, характерные только для своего частотного диапазона.

Четырнадцатая особенность может включать способ в соответствии с любой от одиннадцатой до тринадцатой особенностей, в котором каждое из возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделены во времени промежутком времени случайной продолжительности.

В пятнадцатой особенности при осуществлении способа сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических сигналов, причем сейсмическая съемка со смешанным источником содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, а возбуждения сейсмического источника производятся в сейсмических источниках одного или более типов. Сейсмические источники разных типов могут иметь разные сигнатуры или частотные характеристики, причем сейсмическим источником по меньшей мере одного типа является низкочастотный источник; разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных; вырабатывают одну или более сейсмограмм источников на основе разделения, причем по меньшей мере одна из сейсмограмм источников содержит низкочастотные данные или некоторые потерянные частоты; и используют одну или более сейсмограмм источников для разведки углеводородов в области подповерхностной зоны.

Шестнадцатая особенность может включать способ в соответствии с пятнадцатой особенностью, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников: выбирают первое ограничивающее условие по когерентности для сейсмического источника первого типа из сейсмических источников по меньшей мере двух типов; выбирают второе ограничивающее условие по когерентности для сейсмического источника второго типа из сейсмических источников по меньшей мере двух типов; и применяют первое ограничивающее условие по когерентности и второе ограничивающее условие по когерентности в разделении с использованием инверсии сейсмических данных к части сейсмической съемки со смешанными источниками, в которой получение одной или более сейсмограмм источника основано на применении первого ограничивающего условия по когерентности и второго ограничивающего условия по когерентности.

Семнадцатая особенность может включать способ в соответствии с пятнадцатой или шестнадцатой особенностью, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных решают уравнение, имеющее вид:

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{G}_i \mathbf{m}_i + \dots + \mathbf{G}_n \mathbf{m}_n,$$

для матриц $\mathbf{m}_1, \dots, \mathbf{m}_i, \dots, \mathbf{m}_n$ для получения одной или более сейсмограмм источника, где

n может быть больше или равно 1,

$\mathbf{m}_1$ - сейсмограмма первого источника из сейсмограмм одного или более источников,

$\mathbf{m}_i$ - сейсмограмма другого источника из сейсмограмм одного или более источников,

$\mathbf{d}$ - матричное представление записанных сейсмических данных,

$\mathbf{G}_1$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника первого типа из сейсмических источников одного или более типов, и

$\mathbf{G}_i$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника другого типа из сейсмических источников одного или более типов.

В восемнадцатой особенности в способе сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов: получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических сигналов, причем сейсмическая съемка со смешанным источником содержит возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, а возбуждения сейс-

мического источника производятся в сейсмических источниках одного или более типов. Сейсмические источники разных типов могут иметь разные сигнатуры или частотные характеристики и используют одну или более генерированных сейсмограмм источников для разведки углеводородов в области подповерхностной зоны.

Девятнадцатая особенность может включать способ в соответствии с восемнадцатой особенностью, в котором при использовании совокупности генерированных сейсмограмм источников решают уравнение, имеющее вид:

$$d = \Gamma_1 m_1 + \Gamma_i m_i + \dots + \Gamma_n m_n,$$

для матриц $m_1, \dots, m_i, \dots, m_n$ для получения одной или более сейсмограмм источника, где n может быть больше или равно 1,

m_1 - сейсмограмма первого источника из сейсмограмм одного или более источников,

m_i - сейсмограмма другого источника из сейсмограмм одного или более источников,

d - матричное представление записанных сейсмических данных,

Γ_1 - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника первого типа из сейсмических источников одного или более типов, и

Γ_i - матрица, определяющая моменты времени возбуждения источника другого типа из сейсмических источников одного или более типов.

Двадцатая особенность может включать способ в соответствии с восемнадцатой или девятнадцатой особенностью, в котором при возбуждениях по меньшей мере один сейсмический источник из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников изменил знак или фазу возбуждения этого сейсмического источника.

Раскрытые выше частные варианты осуществления носят исключительно иллюстративный характер, и настоящее раскрытие может быть модифицировано и применено разными, но эквивалентными способами, очевидными специалистам, ознакомившимся с приведенным описанием. Кроме того, в описанных устройстве или конструкции не предполагается каких-либо ограничений помимо тех, что описаны в приложенной формуле изобретения. Поэтому очевидно, что раскрытые выше частные варианты осуществления могут быть изменены или модифицированы, и такие изменения считаются входящими в область притязаний и существо настоящего изобретения. Альтернативные варианты, которые возникают в результате комбинирования, объединения и/или исключения признаков варианта(-ов), также охватываются областью притязаний раскрытия. В то время как структуры и способы описаны более широкими терминами "имеющий", "содержащий", "вмещающий" или "включающий" различные компоненты или шаги, структуры и способы могут также "состоять в основном из" или "состоять из" различных компонентов и шагов. Использование термина "опциональный" в отношении любого элемента пункта формулы означает, что элемент необходим, или наоборот, элемент не требуется, причем обе альтернативы попадают в область притязаний формулы изобретения.

Раскрытые выше числа и диапазоны могут быть изменены в некоторой мере. В случае, когда используется числовой диапазон с нижним пределом и верхним пределом, любое число и любой включенный диапазон внутри этого диапазона раскрываются более определенно. В частности, каждый диапазон величин (в виде "от примерно a до примерно b " или, эквивалентно "приблизительно от a до b ") в настоящем раскрытии должен пониматься как определяющий любое число или диапазон, охватываемый более широким диапазоном величин. Кроме того, термины в формуле имеют свое общеупотребительное, обычное значение, если заявителем патента ясно и недвусмысленно не указано иное. Более того, используемые в формуле изобретения неопределенные артикли предназначены для обозначения одного или более чем один, элемента, который оно вводят. Если же существует какое-либо противоречие в употреблении слова или термина в настоящем описании и в одном или более патенте или других документах, то должны использоваться определения, соответствующие данному описанию.

Многочисленные модификации, эквиваленты и альтернативы будут понятны специалистам в данной области после полного ознакомления с настоящим раскрытием. Предполагается, что следующая далее формула изобретения будет истолкована как охватывающая такие модификации, эквиваленты и альтернативы, где это применимо. Соответственно, область защиты ограничивается не приведенным выше описанием, а только следующей далее формулой, причем эта область защиты включает эквиваленты предмета изобретения согласно формуле.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, в котором:

получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических сигналов, содержащей возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, причем возбуждения сейсмических источников производятся посредством по меньшей мере двух сейсмических источников, имеющих разные сигнатуры и разные частотные характеристики;

разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих источников, используя разделение сейсмических данных с применением инверсии, на основе разных сигнатур и разных частотных характеристик по меньшей мере двух сейсмических источников;

вырабатывают совокупность отдельных сейсмограмм источников на основе этого разделения, и используют совокупность отдельных сейсмограмм источников для разведки углеводородов в указанной области подповерхностной зоны.

2. Способ по п.1, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников:

выбирают первое ограничивающее условие по когерентности для первого сейсмического источника из по меньшей мере двух сейсмических источников;

выбирают второе ограничивающее условие по когерентности для второго сейсмического источника из по меньшей мере двух сейсмических источников; и

применяют первое ограничивающее условие по когерентности и второе ограничивающее условие по когерентности в разделении с использованием инверсии сейсмических данных к части сейсмической съемки со смешанными источниками, причем получение совокупности сейсмограмм источника основано на применении первого ограничивающего условия по когерентности и второго ограничивающего условия по когерентности.

3. Способ по п.2, в котором первое ограничивающее условие по когерентности отличается от второго ограничивающего условия по когерентности.

4. Способ по п.1, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников:

определяют моменты времени активизации для возбуждения каждого интерферирующего сейсмического источника из по меньшей мере двух интерферирующих источников; и

используют моменты времени активизации, соответствующие возбуждению каждого сейсмического источника, для перемещения возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников в начальный момент времени, причем генерирование совокупности сейсмограмм источников основано на перемещении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников в начальный момент времени.

5. Способ по п.1, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием разделения сейсмических данных с применением инверсии решают уравнение, имеющее вид:

$$d = \Gamma_1 m_1 + \Gamma_2 m_2,$$

для матриц m_1 и m_2 с получением совокупности сейсмограмм источников, где

m_1 - сейсмограмма первого источника из совокупности сейсмограмм источников,

m_2 - сейсмограмма второго источника из совокупности сейсмограмм источников,

d - матричное представление записанных сейсмических данных,

Γ_1 - матрица, определяющая моменты времени возбуждения первого источника из по меньшей мере двух сейсмических источников, и

Γ_2 - матрица, определяющая моменты времени возбуждения второго источника из по меньшей мере двух сейсмических источников.

6. Способ по п.1, в котором каждая из совокупности сейсмограмм источника имеет сейсмические данные, представляющие различный частотный диапазон.

7. Способ по п.1, в котором дополнительно выполняют анализ полноволновой инверсии на по меньшей мере одной из совокупности сейсмограмм источника.

8. Способ по п.1, в котором возбуждения каждого из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделены во времени промежутком времени случайной продолжительности.

9. Способ по п.1, в котором по меньшей мере два сейсмических источника различны и образуют комбинацию по меньшей мере двух источников из: вибрационных источников, пневматических источников, электроискровых источников и низкочастотных источников.

10. Способ по п.1, в котором по меньшей мере один сейсмический источник из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников при их возбуждениях изменил знак или фазу возбуждения этого сейсмического источника.

11. Способ сейсмической разведки, в котором:

инициируют несколько возбуждений сейсмических источников над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, причем указанные возбуждения сейсмических источников производят посредством по меньшей мере двух сейсмических источников, имеющих разные сигнатуры и разные частотные характеристики; и

осуществляют сейсмоземку со смешанными сейсмическими источниками, содержащую данные, полученные от отражений, создаваемых несколькими возбуждениями сейсмических источников, и использующую возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников,

причем возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделяют с использованием инверсии сейсмических данных на основе разных сигнатур и разных частотных характеристик по меньшей мере двух сейсмических источников, и

вырабатывают совокупность сейсмограмм источника на основе разделения возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников.

12. Способ по п.11, в котором возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделяются с использованием инверсии сейсмических данных решением уравнения, имеющего вид:

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{G}_2 \mathbf{m}_2,$$

для матриц $\mathbf{m}_1$ и $\mathbf{m}_2$ с получением совокупности сейсмограмм источников, где

$\mathbf{m}_1$ - сейсмограмма первого источника из совокупности сейсмограмм источников,

$\mathbf{m}_2$ - сейсмограмма второго источника из совокупности сейсмограмм источников,

$\mathbf{d}$ - матричное представление записанных сейсмических данных,

$\mathbf{G}_1$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения первого источника из по меньшей мере двух сейсмических источников, и

$\mathbf{G}_2$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения второго источника из по меньшей мере двух сейсмических источников.

13. Способ по п.11, в котором каждая из совокупности сейсмограмм источника имеет сейсмические данные, представляющие различные частотные диапазоны.

14. Способ по п.11, в котором возбуждения каждого из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников разделены во времени промежутком времени случайной продолжительности.

15. Способ сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, в котором:

получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических сигналов, содержащей возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, производящиеся в по меньшей мере первом сейсмическом источнике и втором сейсмическом источнике, имеющих разные сигнатуры и разные частотные характеристики, причем одним из по меньшей мере первого сейсмического источника или второго сейсмического источника является низкочастотный источник;

разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных на основе разных сигнатур и разных частотных характеристик по меньшей мере двух сейсмических источников из по меньшей мере первого сейсмического источника и второго сейсмического источника;

вырабатывают совокупность отдельных сейсмограмм источников на основе разделения, причем по меньшей мере одна из совокупности отдельных сейсмограмм источников содержит низкочастотные данные или некоторые потерянные частоты; и

используют совокупность отдельных сейсмограмм источников для разведки углеводородов в упомянутой области подповерхностной зоны.

16. Способ по п.15, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников:

выбирают первое ограничивающее условие по когерентности для первого сейсмического источника из по меньшей мере двух сейсмических источников;

выбирают второе ограничивающее условие по когерентности для второго сейсмического источника из по меньшей мере двух сейсмических источников; и

применяют первое ограничивающее условие по когерентности и второе ограничивающее условие по когерентности в разделении с использованием инверсии сейсмических данных к части сейсмической съемки со смешанными источниками, причем получение совокупности сейсмограмм источника основано на применении первого ограничивающего условия по когерентности и второго ограничивающего условия по когерентности.

17. Способ по п.15, в котором при разделении возбуждений по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных решают уравнение, имеющее вид:

$$\mathbf{d} = \mathbf{\Gamma}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{\Gamma}_2 \mathbf{m}_2,$$

для матриц $\mathbf{m}_1$ и $\mathbf{m}_2$ с получением совокупности сейсмограмм источников, где
 $\mathbf{m}_1$ - сейсмограмма первого источника из совокупности сейсмограмм источников,
 $\mathbf{m}_2$ - сейсмограмма второго источника из совокупности сейсмограмм источников;
 $\mathbf{d}$ - матричное представление записанных сейсмических данных,

$\mathbf{\Gamma}_1$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения первого источника из по меньшей мере двух сейсмических источников, и

$\mathbf{\Gamma}_2$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения второго источника из по меньшей мере двух сейсмических источников.

18. Способ сейсмической разведки над областью подповерхностной зоны, содержащей структурные или стратиграфические признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов, в котором:

получают доступ к по меньшей мере части съемки со смешанным источником сейсмических сигналов, содержащей возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников, производящиеся посредством по меньшей мере двух сейсмических источников, имеющих разные сигнатуры и разные частотные характеристики;

разделяют возбуждения по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников с использованием инверсии сейсмических данных на основе разных сигнатур и разных частотных характеристик по меньшей мере двух сейсмических источников;

вырабатывают совокупность отдельных сейсмограмм источников на основе разделения; и

используют совокупность отдельных сейсмограмм источников для разведки углеводородов в области подповерхностной зоны.

19. Способ по п.18, в котором при использовании совокупности генерированных сейсмограмм источников решают уравнение, имеющее вид:

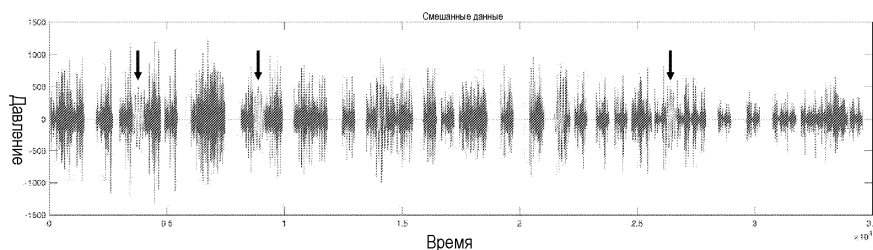
$$\mathbf{d} = \mathbf{\Gamma}_1 \mathbf{m}_1 + \mathbf{\Gamma}_2 \mathbf{m}_2,$$

для матриц $\mathbf{m}_1$ и $\mathbf{m}_2$ с получением совокупности сейсмограмм источников, где
 $\mathbf{m}_1$ - сейсмограмма первого источника из совокупности сейсмограмм источников,
 $\mathbf{m}_2$ - сейсмограмма второго источника из совокупности сейсмограмм источников;
 $\mathbf{d}$ - матричное представление записанных сейсмических данных,

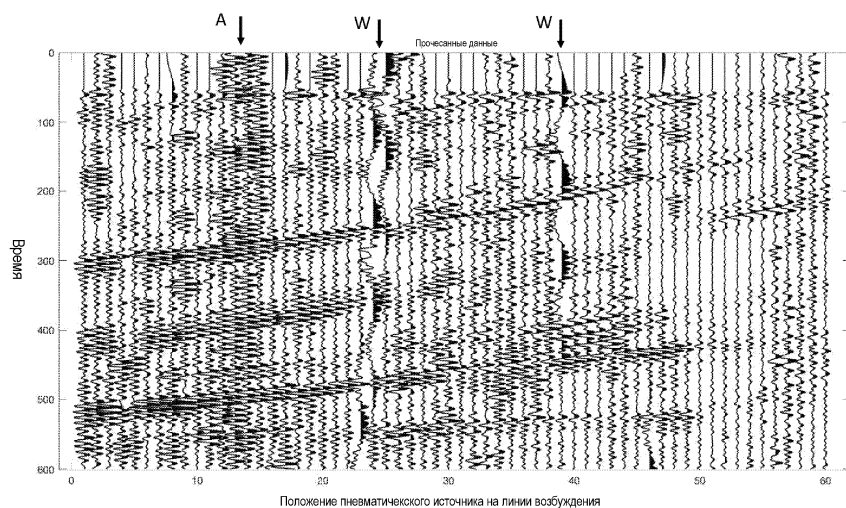
$\mathbf{\Gamma}_1$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения первого источника из по меньшей мере двух сейсмических источников, и

$\mathbf{\Gamma}_2$ - матрица, определяющая моменты времени возбуждения второго источника из по меньшей мере двух сейсмических источников.

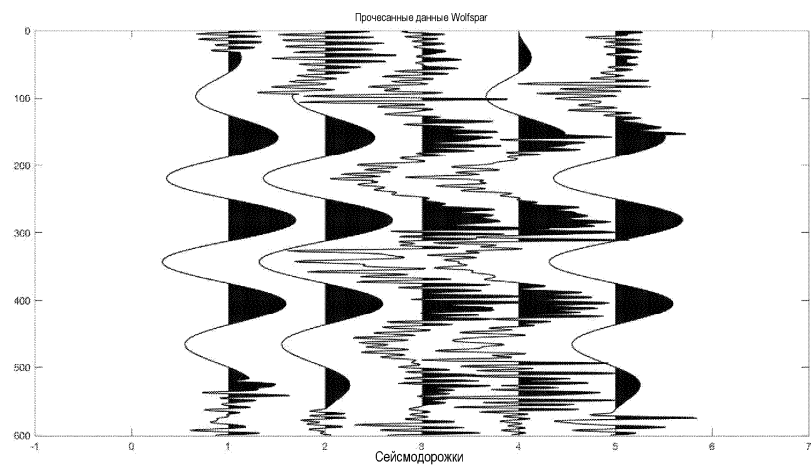
20. Способ по п.18, в котором по меньшей мере один сейсмический источник из по меньшей мере двух интерферирующих сейсмических источников при их возбуждениях изменил знак или фазу возбуждения этого сейсмического источника.



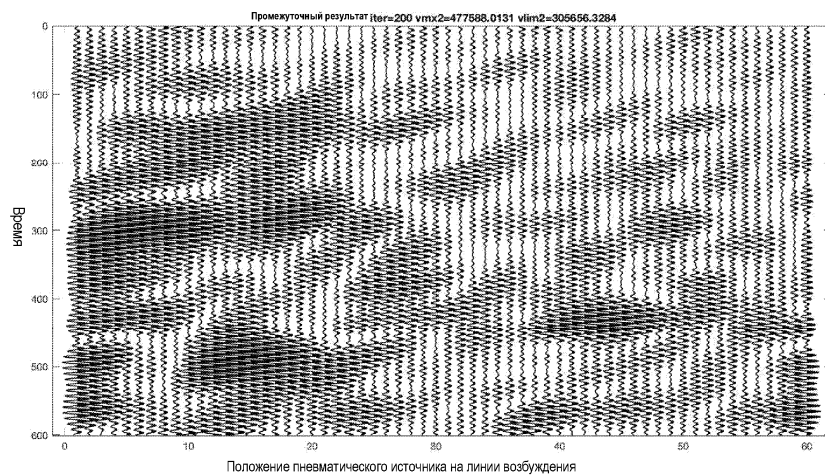
Фиг. 1



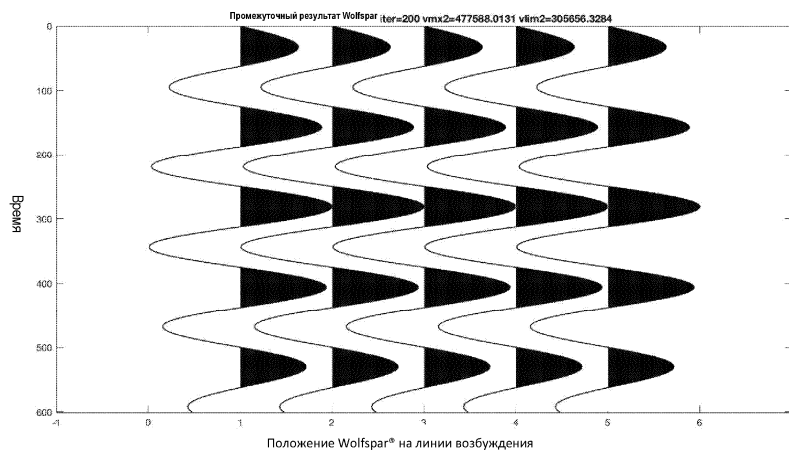
Фиг. 2



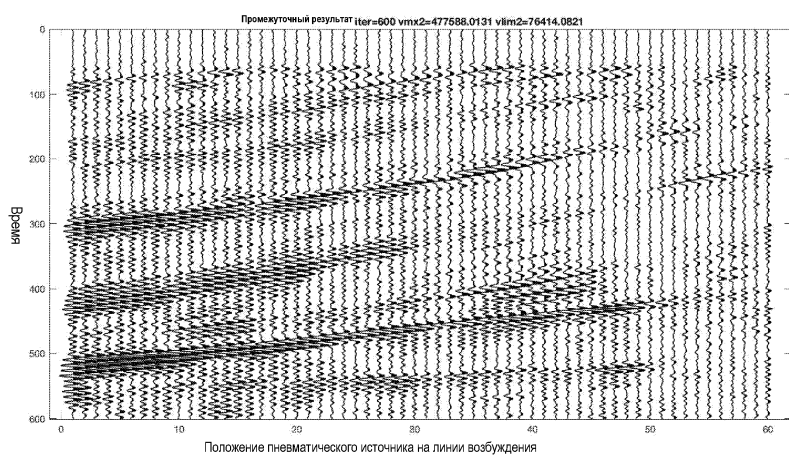
Фиг. 3



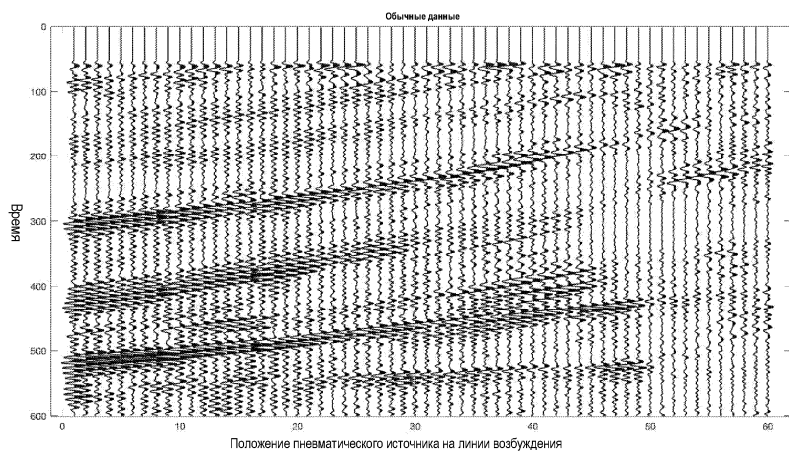
Фиг. 4



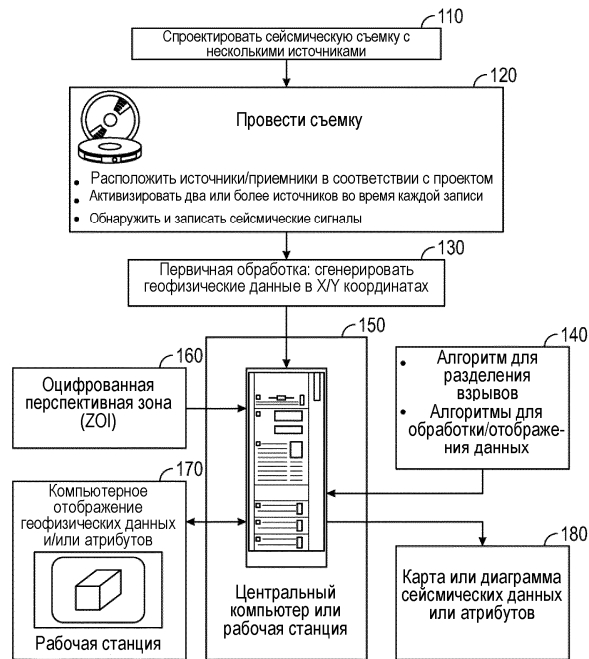
Фиг. 5



Фиг. 6



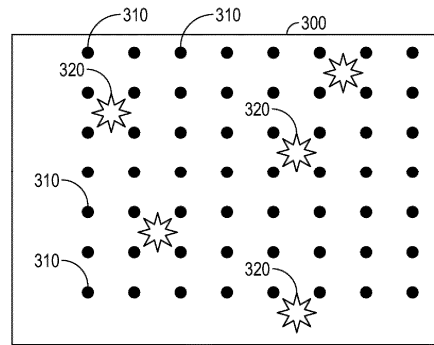
Фиг. 7



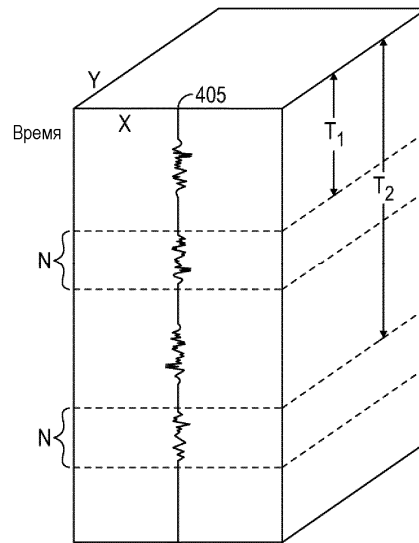
Фиг. 8



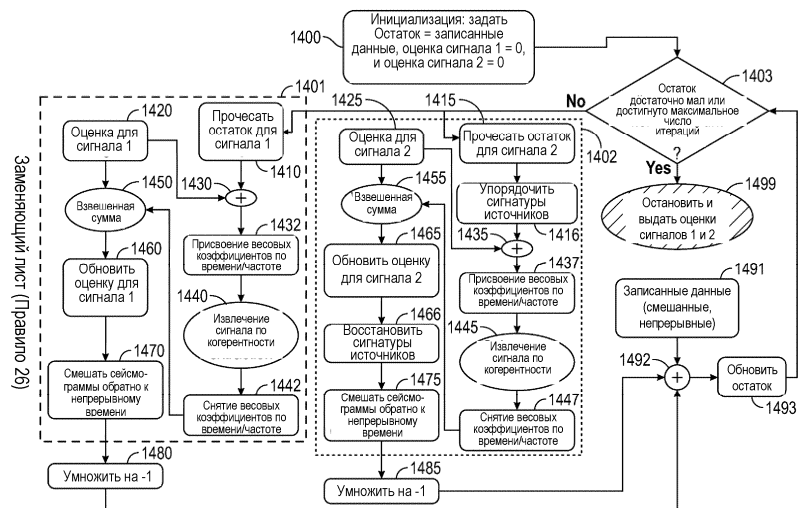
Фиг. 9



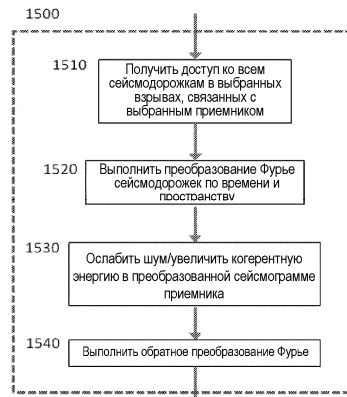
Фиг. 10



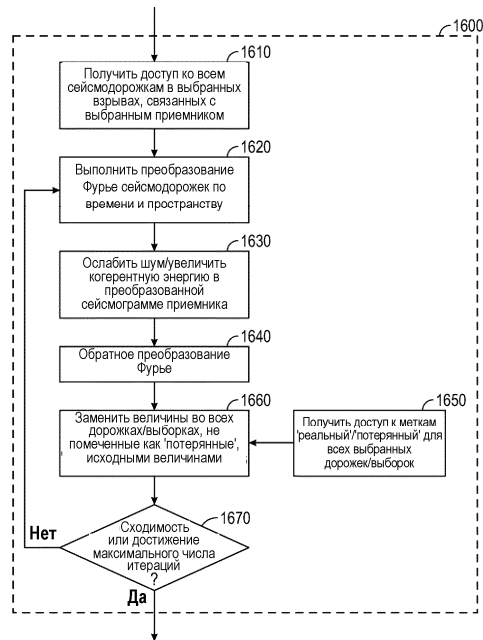
Фиг. 11



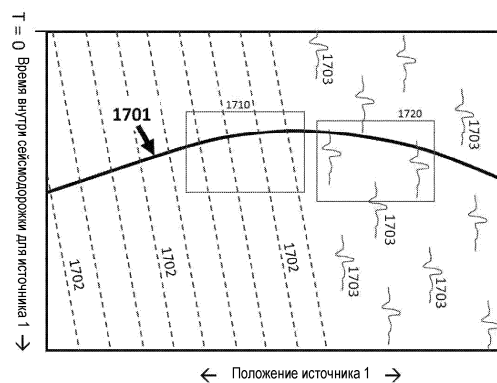
Фиг. 12



Фиг. 13



Фиг. 14



Фиг. 15

