

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **042380**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.02.08

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

(21) Номер заявки
202092277

(22) Дата подачи заявки
2019.03.28

(54) ОБНАРУЖЕНИЕ ПРИЗНАКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ СКОРОСТЯМ

(31) **62/650,667**

(56) **US-B2-7768870**
WO-A1-2012134621

(32) **2018.03.30**

(33) **US**

(43) **2020.12.28**

(86) **PCT/US2019/024486**

(87) **WO 2019/191368 2019.10.03**

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

T. Mukerij et al.: "Statistical rock physics: Combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization", The Leading Edge, 1 March 2001 (2001-03-01), pages 313-319, XP055240609, DOI: 10.1190/1.1438938, Retrieved from the Internet: URL: <http://library.seg.org/doi/pdf/10.1190/1.1438938> [retrieved on 2016-01-12], figures 1-5, abstract, page 314, column 1, line 33, page 316, column 1, line 24, page 317, column 2, line 13, page 318, column 2, line 17

(72) Изобретатель:
Фу Канг, Ни Дайанн (US)

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

(57) Скоростную модель создают на основе сейсмических сигналов при помощи любого способа построения сейсмической модели, например полноволновой инверсии или томографии. Получают данные, характеризующие измерение физического атрибута в области, окружающей скважину, и на основе модели скоростей и данных создают модель атрибута. Изображение визуализируют на основе модели атрибута с целью применения с сейсморазведкой, выполненной над областью геологической среды, которая содержит нефтегазовый пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

B1**042380****042380****B1**

Предшествующий уровень техники настоящего изобретения

Настоящее изобретение в целом относится к анализу сейсмических данных и, конкретнее, к созданию модели атрибута для построения изображения углеводородов на участке, охваченном сейсмической съемкой.

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

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

Со временем, по мере извлечения углеводородов из области геологической среды земли, местоположение, насыщение и другие характеристики углеводородного пласта-коллектора (например, верхняя часть разреза) в области геологической среды могут изменяться. В связи с этим может быть полезно определять, как со временем изменяется изображение или карта области геологической среды, чтобы можно было изменять операции, связанные с извлечением углеводородов, для более эффективного извлечения углеводородов из области геологической среды земли.

Краткое раскрытие настоящего изобретения

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

Сбор сейсмических данных с применением источников и приемников может быть полезным, например, при создании сейсмических изображений. Сейсмические изображения можно использовать, например, при определении залежей углеводородов (например, участков в геологической среде, содержащих углеводороды) и/или областей, опасных для бурения. Сейсмические изображения обычно создают на основе сейсмических сигналов, сгенерированных источником, отраженных от областей в геологической среде и полученных приемником. Сейсмическое изображение может быть построено при помощи высокоразрешенной модели сейсмических скоростей, например модели полноволновой инверсии (FWI), томографической модели и т.п., например, при помощи программы для построения моделей скоростей. Модель сейсмических скоростей содержит данные, характеризующие изменение скорости сейсмических сигналов по мере их распространения в области геологической среды. Изменение скорости сейсмических сигналов характеризует тип присутствующего флюида (минерализованная вода, нефть или газ). Однако чувствительность скорости снижается с увеличением глубины в пределах области геологической среды и/или в зависимости от соответствующих атрибутов формации (например, пористости горной породы и т.п.). В связи с этим может быть сложно при помощи модели сейсмических скоростей определять местоположение залежей углеводородов, находящихся на большой глубине в геологической среде и/или залегающих ниже определенных частей формации. Настоящие варианты осуществления относятся к техническим решениям для создания альтернативной модели атрибута на базе модели сейсмических скоростей, при этом первая содержит данные, характеризующие физический атрибут области.

В процессе определения сейсмической скорости применяют калибровку или другие настройки, чтобы ввести поправку на чувствительности скоростей на большой глубине и/или в соответствии с конкретными атрибутами формации (например, плотностью горных пород). Калибровка скорости может быть представлена как атрибут, сходный с флюидонасыщенностью, поэтому ее называют насыщенностью, основанной на скорости (SV). Согласно одному варианту осуществления SV определяют с применением сочетания сейсмической скорости и скоростных данных, полученных из каротажных диаграмм. Согласно другому варианту осуществления SV получают в предположении, что сейсмическая скорость представляет собой среднее геометрическое скорости в осадках для горных пород в минерализованной воде и скорости в осадках для горных пород, заполненных углеводородами, с соответствующими весами 1-SV и SV. Согласно другому варианту осуществления SV представляет собой зависимость от скорости в осадках для песка и глинистого сланца. Таким образом, на основе сейсмических скоростей

можно обнаружить признаки присутствия углеводородов в формации. Согласно предпочтительному варианту осуществления скорости получают при помощи полноволновой инверсии (FWI).

Краткое описание фигур

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

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

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

На фиг. 3 представлена система наземной съемки в неморских условиях согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

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

На фиг. 5 представлен пример сейсмических изображений, созданных при помощи вычислительной системы, показанной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 6 представлен другой пример сейсмического изображения, созданного при помощи вычислительной системы, показанной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

На фиг. 7 представлена блок-схема способа создания сейсмического изображения при помощи вычислительной системы, показанной на фиг. 4, согласно вариантам осуществления, которые описаны в настоящем документе.

Подробное раскрытие настоящего изобретения

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

Сейсмические данные могут дать ценную информацию в части того, что касается описания, например, местоположения и/или изменения залежей углеводородов в области геологической среды земли. Кроме того, обработку сейсмических данных могут выполнять с применением различных технических решений, которые могут выбирать на основе, например, атрибутов формации и/или отличающихся глубин формации, которую изучают и/или изображение которой создают. Соответственно, согласно одному варианту осуществления изображение с более высоким разрешением (например, изображение более высокого качества) для конкретных частей формации могут получать за счет выбора конкретного типа обработки (т.е. изменения технических решений для обработки сейсмических данных на основе атрибутов формации и/или глубин формации с целью получения изображения более высокого разрешения в конкретной части формации).

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

На фиг. 1 в блоке 12 местоположения и свойства залежей углеводородов в области геологической среды земли, связанной с соответствующей сейсмической съемкой, могут определять на основе проанализированных сейсмических данных. Согласно одному варианту осуществления сейсмические данные, собранные при помощи одного или нескольких технических решений для сбора сейсмических данных, можно анализировать с целью создания карты или профиля, который иллюстрирует разные геологические формации в области геологической среды.

Исходя из определенных местоположений и свойств залежей углеводородов в блоке 14 можно изу-

чать некоторые участки или части области геологической среды. То есть, организации, которые занимаются поисками и разведкой углеводородов, могут использовать местоположения залежей углеводородов для определения местоположений для бурения на поверхности области геологической среды земли. В этой связи организации, которые занимаются поисками и разведкой углеводородов, могут использовать местоположения и свойства залежей углеводородов и соответствующие им верхние части разреза для определения направлений, вдоль которых бурить, как бурить в недра земли и т.п.

После размещения разведочного оборудования в области геологической среды, при помощи естественно фонтанирующих скважин, скважин с механизированной добычей и т.п. в блоке 16 можно добывать углеводороды, которые находятся в залежах углеводородов. В блоке 18 добытые углеводороды можно транспортировать на перерабатывающие заводы и т.п. при помощи транспортных средств, трубопроводов и т.п. В блоке 20 добытые углеводороды можно перерабатывать согласно различным способам переработки для получения различных продуктов из углеводородов.

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

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

Морская система 22 съемки может предусматривать судно 30, сейсмический источник 32, сейсмическую косу 34, приемник 36 и/или другое оборудование, полезное для получения сейсмических изображений, которые характеризуют геологические формации в области 26 геологической среды земли. Судно 30 может буксировать сейсмический источник 32 (например, группу пневмопушек), который может генерировать энергию, например акустические волны (например, сейсмические сигналы), которые направлены ко дну 28 моря. Судно 30 может также буксировать сейсмическую косу 34 с приемником 36 (например, гидрофонами), который может собирать сейсмические сигналы, которые представляют собой энергию, сгенерированную сейсмическими источниками 32, после отражения от различных геологических формаций в области 26 геологической среды. Несмотря на то, что в описании судно 30 буксирует приемник 36, согласно некоторым вариантам осуществления приемник 36 можно также размещать на поверхности дна 28 моря. Кроме того, несмотря на то, что описание морской системы 22 съемки предусматривает один сейсмический источник 32 (представленный на фиг. 2 как группа пневмопушек) и один приемник 36 (представлен на фиг. 2 как некоторое количество гидрофонов), следует отметить, что морская система 22 съемки может предусматривать множество сейсмических источников 32 и множество сейсмоприемников 36. Таким же образом, несмотря на то, что выше в описаниях морская система 22 съемки имеет одну сейсмическую косу 34, следует отметить, что морская система 22 съемки может предусматривать множество сейсмических кос 34. Кроме того, для эксплуатации системы съемки дополнительные суда 30 могут предусматривать дополнительные источники 32, сейсмические косы 34 и т.п.

На фиг. 3 представлена система 38 наземной съемки (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1), которую можно применять для получения информации об области 26 геологической среды земли в не морской среде.

Система 38 наземной съемки может предусматривать наземный сейсмический источник 40 и наземный приемник 44. Согласно некоторым вариантам осуществления система 38 наземной съемки может предусматривать один или несколько сейсмических источников 40 и один или несколько приемников 44 и 46. Для целей настоящего описания на фиг. 3 показан наземный сейсмический источник 40 и два наземных сейсмоприемника 44 и 46. Наземный сейсмический источник 40 (например, сейсмический вибратор) можно располагать на земной поверхности 42 над изучаемой областью 26 геологической среды. Наземный сейсмический источник 40 может генерировать энергию (например, акустические волны, сейсмические сигналы), которую направляют в область 26 геологической среды земли. По достижении различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок) в области 26 геологической среды энергия, исходящая из наземного сейсмического источника 40, может отражаться от этих геологических формаций, и ее можно принимать или регистрировать одним или несколькими наземными приемниками (например, 44 и 46).

Согласно некоторым вариантам осуществления наземные приемники 44 и 46 можно распределять по земной поверхности 42 согласно схеме, напоминающей сетку. По существу, каждый наземный приемник 44 или 46 может получать отраженный сейсмический сигнал в ответ на энергию, направленную в область 26 геологической среды земли при помощи сейсмического источника 40. В некоторых случаях один сейсмический сигнал, сгенерированный сейсмическим источником 40, может отражаться от разных

геологических формаций и его могут регистрировать разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, сейсмический источник 40 может испускать энергию, которая может быть направлена в область 26 геологической среды в виде сейсмического сигнала 48. Первый приемник 44 может получать отражение сейсмического сигнала 48 от одной геологической формации, а второй приемник 46 может получать отражение сейсмического сигнала 48 от другой геологической формации. По существу, первый приемник 44 может получать отраженный сейсмический сигнал 50, а второй приемник 46 может получать отраженный сейсмический сигнал 52.

Независимо от того, как собраны сейсмические данные, вычислительная система (например, для применения совместно с блоком 12, представленным на фиг. 1) может анализировать сейсмические сигналы, собранные размещенными в море приемниками 36 или наземными приемниками 44 и 46, для определения информации, связанной с геологическим строением, местоположением и свойствами залежей углеводородов и т.п. в области 26 геологической среды.

На фиг. 4 представлен пример такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу данных с целью анализа сейсмических данных, собранных приемниками 36, 44 или 46 для определения строения геологических формаций в области 26 геологической среды.

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

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

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

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

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

Учитывая вышесказанное, настоящие технические решения, описанные в данном документе, можно также осуществлять при помощи суперкомпьютера, который задействует несколько вычислительных систем 60, систему облачных вычислений и т.п. с целью распределения подлежащих выполнению про-

цессов между несколькими вычислительными системами. В этом случае каждая вычислительная система 60, работающая как часть суперкомпьютера, может предусматривать не все компоненты, перечисленные в качестве части вычислительной системы 60. Например, каждая вычислительная система 60 может не предусматривать компоненту дисплея 72, поскольку несколько компонент дисплея 72 может быть не нужно для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

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

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

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

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

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

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

Как описано выше, вычислительную систему 60 можно задействовать для анализа собранных сейсмических данных на основе отраженных сейсмических сигналов 52 с целью получения изображения, характеризующего область 26 геологической среды, и определения местоположений и свойств залежей углеводородов. На фиг. 5 представлено изображение 78 (например, модели скоростей) области (например, области 26 геологической среды), которое было создано путем визуализации сейсмического изображения с сейсмической скоростью, которая получена при помощи полноволновой инверсии (FWI). Обработку сейсмических данных при помощи полноволновой инверсии применяют для оценки модели (скоростей) геологической среды путем минимизации разностей между собранными и синтетическими (т.е. смоделированными) сейсмическими данными. В помощь обсуждению изображения 78 на фиг. 5 нанесены две оси 80 и 82, которые представляют соответственно глубину и расстояние вдоль поверхности (например, расстояние вдоль поверхности дна 28 моря или земной поверхности 42). Изображение 78 со-

держит разные оттенки, которые характеризуют скорость сейсмических волн, проходящих через область геологической среды: более темная область 79 отвечает относительно небольшой скорости сейсмического сигнала, а более светлая область 81 отвечает более высокой скорости сейсмического сигнала. Так, при движении вдоль линии 84 от верхней части 86 изображения 78 к нижней части 88 изображения 78 оттенок изображения в целом становится светлее. По сути, скорость сейсмических волн на большей глубине в области геологической среды (например, на изображении 78 в направлении вдоль оси 80 от области 79 с более темным оттенком к области 81 с более светлым оттенком) имеет тенденцию к повышению.

Как правило, возрастающая с увеличением глубин скорость сейсмических волн может быть связана с повышенным давлением на больших глубинах в области геологической среды. Кроме того, скорость сейсмических волн может изменяться в зависимости от состава (например, горной породы, глинистого сланца, песка, пористости горной породы, присутствия жидкостей и присутствия газа) геологической формации в области геологической среды. По сути, изменяющаяся скорость сейсмических волн указывает на тип формации, и это можно использовать для определения местоположения залежей углеводородов (например, там, где скорость сейсмических волн снижается вместо того, чтобы повышаться).

Как видно из фиг. 5, изображение 78 содержит несколько областей 90a, 90b, 90c и 90d, которые представляют собой возможные места расположения залежей углеводородов. При этом скорость сейсмических волн в областях 90a, 90b, 90c и 90d снижается. Некоторые области залежей углеводородов более очевидны, чем другие (например, величина снижения скорости сейсмической волны больше). Более того, области 90a, 90b, 90c и 90d могут создавать эффект "тени" (например, маскирующая область 92) за счет изменения скорости сейсмических волн и сейсмического затухания, которое может маскировать области 90, которые могут находиться ниже областей 90a, 90b, 90c и 90d и мешать обнаружению дополнительных областей 90 залежей углеводородов. Кроме того, как обсуждалось в настоящем документе, чувствительность скорости может снижаться с увеличением глубины (например, в силу изменений состава формации).

Настоящее изобретение относится к техническим решениям для выявления залежей углеводородов с повышенной чувствительностью на больших глубинах в пределах области геологической среды. Выше обсуждалось, что изображение 78 было создано на основе модели полноволновой инверсии; однако изображение 78 и, конкретнее, анализ могут быть неэффективными для обнаружения залежей углеводородов на глубине в пределах области геологической среды и/или, например, залежей углеводородов, которые находятся в определенных типах формаций. Согласно некоторым вариантам осуществления модель атрибута можно создавать, применяя сочетание первой модели скоростей (например, модели скоростей полноволновой инверсии или, для краткости, скоростей FWI) и физического атрибута (например, свойств, характерных для геологической формации в области 26 геологической среды) площади, окружающей область геологической среды. Например, скорости FWI можно записывать как среднее (например, среднее арифметическое, среднее гармоническое, среднее геометрическое и т.п.) нескольких физических параметров, например скорость различных формаций горных пород и/или скорость горных пород, содержащих различные флюиды. Параметры можно получать любыми подходящими способами, например, от скважинного инструмента из ствола скважины. Следует понимать, что технические решения для получения сейсмических скоростей не ограничены. То есть, в технических решениях можно применять сейсмические скорости, полученные из скоростей FWI или любым другим способом.

В качестве неограничивающего примера скорости FWI могут быть выражены как среднее геометрическое скорости горных пород, заполненных минерализованной водой V_{brine} , и скорости горных пород, заполненных углеводородами V_{hc} , и каждая скорость (например, физический атрибут) взвешена с применением члена SV-насыщенности в зависимости от скорости:

$$V_{FWI} = (V_{brine})^{1-SV} (V_{hc})^{SV}$$

Однако следует отметить, что можно применять другие способы осреднения, отличные от описанного выше среднего геометрического между V_{brine} и V_{hc} , например среднее арифметическое, среднее гармоническое и т.п., или любое уравнение, которое может соответствовать скорости в осадках в зависимости от V_{brine} , V_{hc} и насыщенности углеводородами. Согласно некоторым вариантам осуществления V_{brine} и V_{hc} могут представлять собой одномерные значения из каротажных диаграмм (например, зависимости скорости от глубины). Согласно другим вариантам осуществления каждую скорость можно определять на основе экстраполяции или интерполяции тренда, наблюдаемого или полученного из подходящих способов (например, каротажных данных). Согласно другим вариантам осуществления V_{brine} и V_{hc} могут представлять собой 2D и/или 3D данные, что может дополнительно повышать точность технического решения, описанного в настоящем документе.

В примере уравнение может быть преобразовано для нахождения SV:

$$SV = \log\left(\frac{V_{FWI}}{V_{brine}}\right) / \log\left(\frac{V_{hc}}{V_{brine}}\right)$$

Специалистам в данной области техники будет понятно, что физическое определение насыщенности углеводородами может отличаться от SV, атрибут SV может непосредственно коррелировать с насыщенностью и калибровать влияние различных флюидов (например, воды, минерализованной воды,

углеводородов, газа) на скорость сейсмических волн на большинстве глубин. По существу, настоящие технические решения можно применять к поискам и разведке рядом с существующей инфраструктурой. Кроме того, использование SV может позволить создавать скоростные модели, которые лучше описывают углеводороды в более глубоких пластах-коллекторах, поскольку обычно влияние углеводородов на модель сейсмических скоростей при увеличении глубины пласта-коллектора очень невелико. Таким образом, использование SV действует как калибровка или настройка модели сейсмических скоростей, так что SV (например, атрибут, связанный с насыщенностью углеводородами) создают при помощи модели сейсмических скоростей и каротажных данных, чтобы выделить участки (например, описанные выше области 90a, 90b, 90c, 90d и 90e на фиг. 6), где на скорость оказывают влияние углеводороды.

Несмотря на то, что приведенное выше уравнение для SV основано на V_{brine} и V_{hc} , следует понимать, что используемые скорости зависят от изучаемых геологических формаций. Кроме того, для определенных глубин в области геологической среды может быть выгодно создавать визуализируемое изображение на основе уравнения для SV. По существу, можно определять порог глубин, которые больше подходят для применения уравнения для SV с целью создания визуализируемого изображения. Кроме того, согласно некоторым вариантам осуществления на основе модели атрибута можно создавать модель сейсмического затухания или модель скорости поперечных волн.

На фиг. 6 представлено изображение 94, которое создано с использованием члена SV на основе изображения 78, показанного на фиг. 5 согласно настоящему описанию изобретения. То есть, изображение 94 демонстрирует ту же область 26 геологической среды, что и фиг. 7. Темные участки соответствуют низкому значению SV, что указывает на низкое содержание углеводородов или на их отсутствие, тогда как светлые участки указывают на присутствие углеводородов. Например, изображение 94 демонстрирует те же четыре области 90a, 90b, 90c и 90d на фиг. 5, и эти области 90a, 90b, 90c и 90d на фиг. 6 свидетельствуют о наличии залежей углеводородов (например, областей, содержащих углеводороды). Ранее было отмечено, что области 90a, 90b, 90c и 90d соответствуют областям, показанным на фиг. 7 (например, как показано на фиг. 5), однако области 90a, 90b, 90c и 90d на фиг. 6 более очевидны (т.е. визуальные отображения областей, которые содержат углеводороды, на изображении 94 более наглядны, чем на фиг. 7). Кроме того, на изображении 94 показана дополнительная область 90e, тогда как эта область 90e перекрыта маскирующей областью 92 (например, как видно из фиг. 5).

Согласно некоторым вариантам осуществления вычислительная система 60 может обеспечивать отображение областей 90a, 90b, 90c, 90d и 90e. Например, вычислительная система 60 может определять подмножество изображения 94, которое содержит пиксели со значениями, указывающими на присутствие углеводородов и превышающими пороговое значение. По существу, вычислительная система 60 может обеспечивать отображение области 26 в геологической среде, которая вероятно содержит углеводороды, и указывать положение (например, координаты или относительную площадь) областей 90a, 90b, 90c, 90d и 90e, которые содержат залежи углеводородов и/или (в некоторых случаях) области, опасные для бурения. Согласно другим вариантам осуществления изображение, созданное в соответствии с настоящими техническими решениями (например, изображение 94), можно визуализировать при помощи дисплея 72 вычислительной системы 60, тем самым облегчая пользователю вычислительной системы 60 определение местоположения области 90a, 90b, 90c, 90d и 90e.

Согласно некоторым вариантам осуществления изображение 94 можно создавать одновременно с выполнением графа сейсмической обработки, например, способом 98, представленным на фиг. 7. Как видно, способ 98 предусматривает последовательность сейсмической обработки, которая включает в себя сбор сейсмических данных на стадии 100, редактирование сейсмических данных на стадии 102, первичную обработку на стадии 104 и обработку сигнала, преобразование данных, построение скоростной модели (например, определение модели затухания, модели скоростей поперечных волн и пр.) и получение изображения (которое может, например, предусматривать получение изображений разрезов или объемов) на стадии 106, что предшествует любым видам интерпретации сейсмических данных, любому дальнейшему улучшению изображения согласно поставленным целям поисков и разведки, созданию атрибутов из обработанных сейсмических данных, повторной интерпретации сейсмических данных, если необходимо, и определению и/или созданию перспективного объекта для бурения или другим применениям сейсмической съемки. В результате способа 98 обработки можно определять местоположение углеводородов в области 26 геологической среды (например, в областях 90a, 90b, 90c, 90d и 90e). Определение местоположения этих углеводородов, содержащихся в залежах углеводородов, может быть основано на измененной или другим способом откалиброванной модели скоростей полноволновой инверсии. Ранее было сказано, что один вариант осуществления настоящего изобретения относится к созданию модели атрибута (в том числе SV) на основе модели сейсмических скоростей в сочетании с физическим атрибутом, связанной с областью 26 геологической среды. Согласно одному варианту осуществления физические атрибуты представляют собой скорости сейсмических сигналов, проходящих через различные геологические формации, например пески, глинистые сланцы, горные породы, заполненные минерализованной водой, и/или горные породы, заполненные углеводородами, которые определены при помощи других подходящих способов (например, по каротажу). Исходя из присутствующих различных геологических формаций, а также состава присутствующих геологических формаций модель скоростей может

быть выражена как среднее каждой определенной скорости для геологической формации. Кроме того, каждой определенной скорости для геологической формации присваивают вес, который пропорционален насыщенности, основанной на скорости SV, которая может определяться определенными скоростями и моделью сейсмических скоростей. По существу, модель атрибута может повысить эффективность обнаружения углеводородов, например, на больших глубинах в области геологической среды. Кроме того, описанные выше варианты осуществления можно также применять для создания прогноза давления в сложной верхней части разреза путем использования сейсмических скоростей в наземных или морских условиях, что может облегчить обнаружение углеводородов, а также источников опасности под землей.

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

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

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Реализуемый на компьютере способ для построения изображения углеводородов в пределах участка области геологической среды, охваченной сейсмической съёмкой, предусматривающий создание модели скоростей, основанной на сейсмических сигналах, при помощи программы для построения модели скоростей;

получение данных, характеризующих физический атрибут области геологической среды, при этом эти данные предусматривают скорость распространения волны в осадках формации в пределах участка области геологической среды, заполненной минерализованной водой;

создание модели атрибута, основанной на модели скоростей и данных о скоростях; и

визуализацию изображения на основе модели атрибута с целью применения с сейсморазведкой, выполненной над указанной областью, которая содержит углеводородный пласт-коллектор и включает в себя структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

2. Реализуемый на компьютере способ по п.1, предусматривающий создание скорости распространения волны в осадках формации в области геологической среды, заполненной минерализованной водой, на основе каротажных данных из области геологической среды.

3. Реализуемый на компьютере способ по п.1, в котором данные дополнительно предусматривают вторую скорость распространения волны в осадках формации во второй области геологической среды, заполненной углеводородами.

4. Реализуемый на компьютере способ по п.3, предусматривающий создание второй скорости распространения волны в осадках формации во второй области геологической среды, заполненной углеводородами, на основе каротажных данных из области геологической среды.

5. Реализуемый на компьютере способ по п.1, предусматривающий применение полноволновой инверсии в сочетании с программой построения модели скоростей.

6. Реализуемый на компьютере способ по п.1, предусматривающий применение томографии в сочетании с программой для построения модели скоростей.

7. Реализуемый на компьютере способ по п.1, в котором модель атрибутов показывает флюидонасыщенность формации в области геологической среды.

8. Реализуемый на компьютере способ по п.1, в котором модель атрибутов предусматривает модель скоростей, калиброванную таким образом, что она отражает влияние флюидонасыщенности указанной формации в области геологической среды на значения модели скоростей.

9. Устройство для построения изображения углеводородов в пределах одной или нескольких областей геологической среды, охваченных сейсмической съёмкой, предусматривающее процессор, рассчитанный на

создание модели скоростей на основе сейсмических сигналов при помощи программы построения модели сейсмических скоростей с применением полноволновой инверсии или томографии;

получение первых данных, характеризующих первый физический атрибут первой области геологи-

ческой среды, и вторых данных, характеризующих второй физический атрибут второй области геологической среды, при этом первые данные предусматривают скорость распространения волны в осадках формации в первой или второй области геологической среды, заполненной минерализованной водой;

определение модели атрибута на основе модели скоростей, первого данного и второго данного; и

создание изображения на основе модели атрибута с целью применения с сейсморазведкой, выполненной над областью геологической среды, которая содержит углеводородный пласт-коллектор и структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.

10. Устройство по п.9, в котором вторые данные предусматривают вторую скорость распространения волны в осадках формации во второй области геологической среды, заполненной углеводородами.

11. Устройство по п.10, в котором процессор рассчитан на применение значения первого весового коэффициента к первым данным с целью создания взвешенных первых данных и на применение значения второго весового коэффициента ко вторым данным с целью создания взвешенных вторых данных.

12. Устройство по п.11, в котором процессор рассчитан на сравнение скорости модели скоростей с первыми взвешенными данными и вторыми взвешенными данными.

13. Устройство по п.12, в котором процессор рассчитан на определение модели атрибута в качестве члена в значении первого весового коэффициента и члена в значении второго весового коэффициента согласно тому, что получено путем сравнения скорости модели скоростей с первыми взвешенными данными и вторыми взвешенными данными.

14. Устройство по п.9, в котором модель атрибута показывает флюидонасыщенность формации в области геологической среды.

15. Устройство по п.9, в котором модель атрибута отражает влияние флюидонасыщенности формации в области геологической среды на значения модели скоростей.

16. Материальный, машиночитаемый носитель постоянного хранения, который предусматривает команды, рассчитанные на то, чтобы обеспечить выполнение процессором построения изображения углеводородов в пределах участка области геологической среды, охваченной сейсмической съёмкой:

получение модели скоростей, основанной на сейсмических сигналах, при помощи программы для построения сейсмической модели;

получение данных, характеризующих физический атрибут области геологической среды, при этом эти данные предусматривают скорость распространения волны в осадках формации в пределах участка области геологической среды, заполненной минерализованной водой;

создание модели атрибута, основанной на модели скоростей и данных о скоростях; и

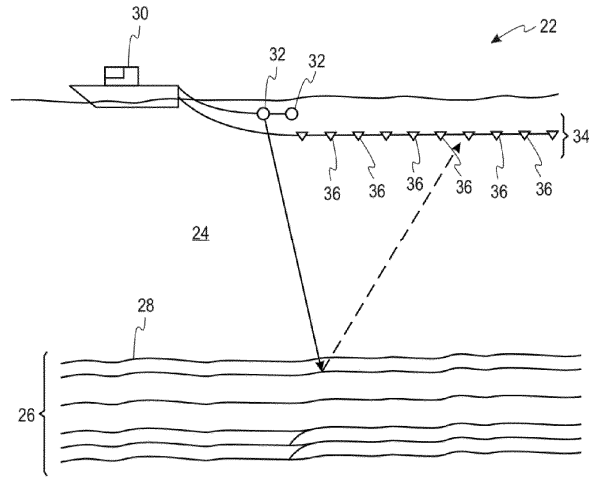
визуализацию сейсмического изображения на основе модели атрибутов, характеризующей углеводороды в области геологической среды.

17. Машиночитаемый носитель по п.16, в котором сейсмические изображения включают расположение углеводородов в области геологической среды.

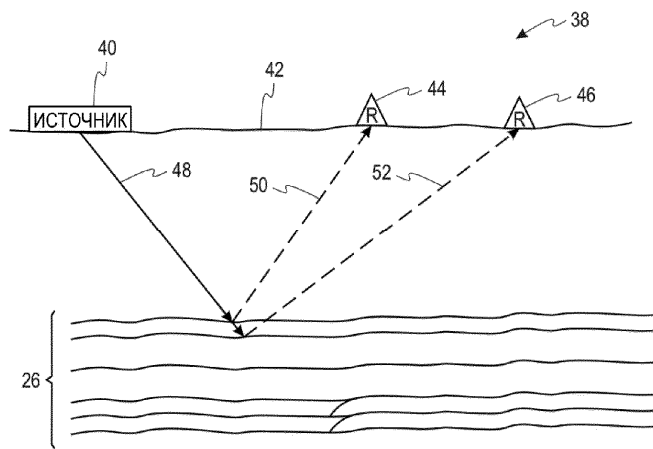
18. Машиночитаемый носитель по п.16, предусматривающий команды, рассчитанные на то, чтобы обеспечить передачу процессором сейсмического изображения с целью визуализации на дисплее.



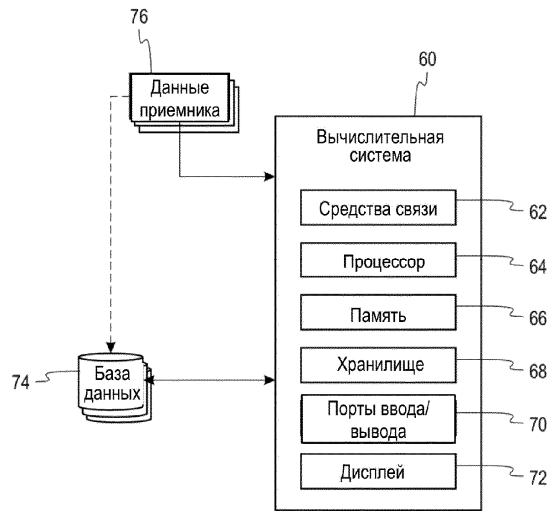
Фиг. 1



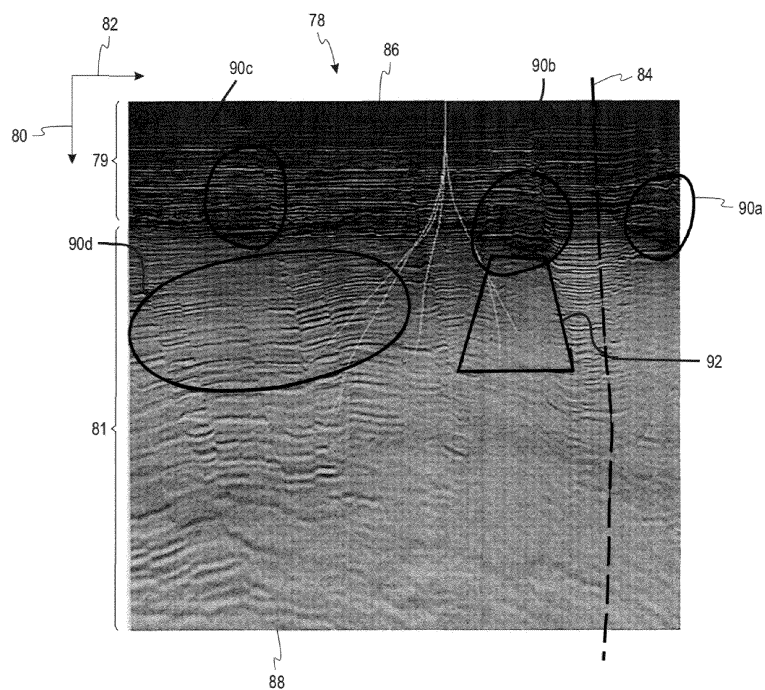
Фиг. 2



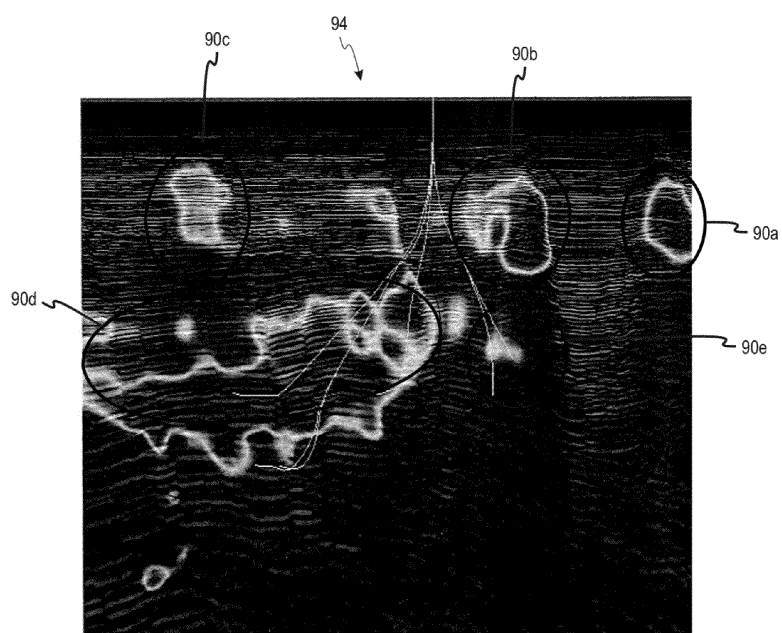
Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2