

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **043508**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.05.29

(21) Номер заявки
202192329

(22) Дата подачи заявки
2020.02.10

(51) Int. Cl. **G01V 1/30** (2006.01)
G01V 99/00 (2009.01)
G01V 1/50 (2006.01)

(54) **ИТЕРАТИВНАЯ СТОХАСТИЧЕСКАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ**

(31) **62/812,633; 16/785,755**

(32) **2019.03.01; 2020.02.10**

(33) **US**

(43) **2022.01.19**

(86) **PCT/US2020/017416**

(87) **WO 2020/180459 2020.09.10**

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

(56) **DARIO GRANA ET AL.: "Probabilistic petrophysical-properties estimation integrating statistical rock physics with seismic inversion", GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 75, no. 3, 1 May 2010 (2010-05-01), pages 021-037, XP001554638, ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/1.3386676, page 21 - page 37; figure 9b**

**US-A1-2013325350
US-A1-2018156932**

(72) Изобретатель:
Чжан Цзинфэн, Уокер Мэттью (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)**

(57) В изобретении описан способ, включающий прием первой матрицы вероятности перехода (ТРМ) подповерхностной зоны, определяющей для данной литологии при текущем уровне квантования по глубине (или микроуровне) вероятность наличия определенных литологий на следующем уровне квантования по глубине (или микроуровне), прием сейсмических данных из подповерхностной зоны, использование первой ТРМ и сейсмических данных для генерирования первых псевдоскважин, вычисление второй ТРМ по данным первых псевдоскважин, определение того, согласована ли вторая ТРМ с первой ТРМ, и использование первых псевдоскважин для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда вторая ТРМ определена как согласованная с первой ТРМ.

B1

043508

043508

B1

Ссылки на родственные заявки

Настоящая заявка претендует на приоритет предварительной патентной заявки US 62/812633, поданной в патентное ведомство США 1 марта 2019 г. под названием "Итеративная стохастическая сейсмическая инверсия", раскрытие которой полностью включено в настоящее описание посредством ссылки.

Область техники

В целом, изобретение относится к области анализа сейсмических данных и, в частности, к использованию усовершенствованных методов стохастической сейсмической инверсии в прогнозировании свойств продуктивного пласта (породы-коллектора).

Уровень техники

Настоящий раздел знакомит читателя с некоторыми вопросами и аспектами существующего технического уровня, которые могут относиться к различным особенностям настоящего изобретения, описываемым и/или заявленным ниже. Представляется, что настоящее рассмотрение будет полезно для ознакомления читателя с информацией по предмету изобретения и обеспечит лучшее понимание различных особенностей настоящего изобретения. Соответственно, данная информация должна восприниматься именно с этой точки зрения, а не как описание достижений уровня техники.

Сейсмическая разведка включает генерирование изображения или карты подповерхностной зоны Земли посредством отправки в геологическую среду звуковой энергии и записи акустических эхосигналов, возвращающихся от слоев породы в подповерхностной зоне. В процессе сейсмической разведки, источник энергии помещается в различные места на поверхности Земли или над ней в области, где могут находиться залежи углеводородов. При каждой активизации источника, он генерирует сейсмический сигнал, который распространяется вниз под Землей, отражается и, при возвращении записывается с использованием одного или более приемников, расположенных на подповерхностной зоне Земли или над ней. Зарегистрированные приемниками сейсмические данные далее могут быть использованы для создания изображения или профиля соответствующей подповерхностной зоны.

Параллельно с созданием изображения или профиля подповерхностной зоны, используется объединение петрофизических данных (например, данных, относящихся к физическим свойствам породы и/или химическим свойствам породы, включая данные, относящиеся к взаимодействию породы с текучими средами), сейсмических данных и/или геологической информации для выработки оценок свойств продуктивного пласта или для определения характеристик продуктивного пласта. Эти оценки и описание характеристик играют большую роль в сейсмическом анализе и расшифровке свойств продуктивного горизонта. Одним из методов прогнозирования свойств продуктивного пласта или для определения его характеристик является стохастическая инверсия, поэтому усовершенствование этого метода представляется желательным.

Сущность изобретения

Ниже приводится краткое изложение сущности раскрытых здесь некоторых вариантов осуществления. Следует иметь в виду, что приводимые особенности служат в качестве краткого изложения сущности этих конкретных вариантов осуществления и не предназначены для ограничения области притязаний раскрытия. В действительности, настоящее раскрытие может охватывать различные особенности, которые могут быть и не упомянуты ниже.

Определение характеристик продуктивного пласта и/или продуктивного горизонта предпочтительно использовать при проектировании скважины, оценке запасов, моделировании пласта-коллектора, адаптации модели к истории пласта месторождения и прогнозирования, и т.д. Как более подробно описано ниже, согласно одному подходу, можно попытаться определить характеристики продуктивного пласта и/или продуктивного горизонта, сначала получив/собрать некоторый объем скважинных данных с последующим использованием этих скважинных данных для генерирования одной или более псевдоскважин. Скважинные данные могут соответствовать сейсмограммам, полученным при реальном бурении в подповерхностной зоне одной или более буровых скважин. Как более подробно описано ниже, после сбора/приема ограниченного количества данных о реальной скважине, относящихся к ограниченной площади подповерхностной зоны, могут быть разработаны псевдоскважины, основанные на этих скважинных данных. Под псевдоскважинами обычно понимаются моделированные скважины, посредством которых делается попытка всесторонне представить свойства других областей подповерхностной зоны (для которых еще не были собраны реальные скважинные данные), на основе ограниченного объема скважинных данных, фактически собранных/полученных на ограниченной площади подповерхностной зоны. Однако, в силу причин, более подробно описанных ниже, генерированные псевдоскважины не обязательно правильно и исчерпывающе отражают свойства подповерхностной зоны. Поэтому, для определения того, насколько генерированные псевдоскважины правильно отражают всю совокупность свойств, каким-либо обычным способом определения характеристик продуктивного пласта могут быть независимо собраны/получены сейсмические данные, относящиеся к подповерхностной зоне, после чего может быть проведено сопоставление независимо собранных сейсмических данных с результатами, показанными псевдоскважинами (где псевдоскважины были созданы исключительно на основе скважинных данных). Если результаты, определенные на основе псевдоскважины, соответствуют независимо собранным

сейсмическим данным, то делается вывод, что созданная обычными способами псевдоскважина с большой вероятностью точно отражает свойства подповерхностной зоны.

В одном или более вариантах осуществления настоящего изобретения может быть использован метод, именуемый одномерной стохастической инверсией (ODiSI - от англ. one dimensional stochastic inversion), для сравнения большого числа псевдоскважин с реальными сейсмическими данными. При использовании ODiSI, в одном или более вариантах осуществления можно сопоставить большое число стохастически моделированных одномерных (1D) стратиграфических профилей с реальными сейсмограммами. С использованием ODiSI можно получить 3D массивы данных свойств продуктивного пласта и связанных с ними неопределенностей (например, объемы неопределенности). Как более подробно описано ниже, метод стохастической инверсии, примером которого служит ODiSI, может включать приемы, основанные на разработанной пользователем матрице вероятностей перехода (TPM - от англ. transition probability matrix) для генерирования реализаций продуктивного пласта.

Как показано выше, генерированные псевдоскважины не обязательно точно отражают во всей полноте свойства подповерхностной зоны, которую эти псевдоскважины должны представлять. Одной из причин получения неточных результатов при использовании методики ODiSI является то, что псевдоскважины генерируются на основе матрицы вероятностей перехода (TPM), которая может быть подвержена ошибкам. Например, TPM может быть выбрана/определена пользователем, а ошибка пользователя может вносить ошибки в TPM. В качестве другого примера, могут быть неизвестны точные величины TPM. При этом если при генерировании псевдоскважин используются TPM, содержащие ошибки, получаются псевдоскважины с ошибками, и эти ошибочные псевдоскважины неправильно отражают свойства соответствующей подповерхностной зоны. Соответственно, ошибки в выбранной TPM могут повлиять на последующее проектирование скважины, оценку запасов, моделирование пласта-коллектора, определение параметров продуктивного пласта и т.д. по продуктивному горизонту или пласту. Таким образом, желательно создать технические средства, в которых преодолена проблема ошибок в выборе/разработке TPM пользователем. Кроме того, следует заметить, что такая же проблема существует и при использовании многомерной стохастической инверсии. При этом описанный здесь способ дополнительно способствует снижению субъективности в предоставляемой пользователем TPM в местах, о которых отсутствует надежная литографическая информация. В следующих далее разделах, где в качестве примера приводится ODiSI, станет понятно, что такие же способы применимы также и при использовании многопараметрической (многомерной) стохастической инверсии.

Краткое описание чертежей

Различные особенности настоящего раскрытия будут более понятны при ознакомлении с приведенным далее подробным описанием и ссылками на чертежи, на которых:

на фиг. 1 представлена блок-схема различных процессов, которые могут быть осуществлены на основе анализа сейсмических данных, полученных посредством системы сейсмической разведки;

на фиг. 2 показана система морской съемки в морских условиях;

на фиг. 3 показана система наземной съемки в наземных условиях;

на фиг. 4 представлена вычислительная система, которая может выполнять описанные здесь операции на основе данных полученных системой морской съемки, показанной на фиг. 2, и/или системой наземной съемки, показанной на фиг. 3;

на фиг. 5 представлено графическое представление способа, реализующего первую методику ODiSI;

на фиг. 6 представлено графическое представление варианта осуществления способа, реализующего вторую методику ODiSI;

на фиг. 7 представлено графическое представление варианта осуществления способа, реализующего третью методику ODiSI.

Подробное описание конкретных вариантов осуществления изобретения

Ниже приводится описание одного или более частных вариантов осуществления. В стремлении дать краткое описание этих вариантов осуществления в настоящем описании приводятся не все признаки практической реализации. Следует понимать, что разработка любой такой практической реализации, как в любом инженерном проекте, так и в опытно-конструкторской работе, для достижения конкретных целей разработки требует решения многочисленных специфичных для реализации задач, например, соблюдение различных системных или коммерческих ограничений, которые могут меняться от одного исполнения к другому. Более того, следует понимать, что подобные опытно-конструкторские разработки могут быть сложными и продолжительными, но при этом будут представлять собой стандартный набор процессов конструирования, изготовления, массового производства, осуществляемых специалистами, ознакомившимися с настоящим раскрытием.

Вначале следует отметить, что сейсмические данные могут быть получены с использованием большого числа разных систем и способов сейсмической разведки, два из которых рассмотрены со ссылкой на фиг. 2 и 3. Вне зависимости от использованного способа сбора сейсмических данных, после того, как данные получены, вычислительная система может провести анализ этих данных и может использовать результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограммы, карту геологических продуктивных горизонтов и т.д.) для выполнения различных операций в области разведки углеводородов и производст-

венной сфере. Например, на фиг. 1 показана блок-схема способа 10, раскрывающая различные процессы, которые могут быть проведены на основе анализа полученных сейсмических данных. Хотя описание способа 10 приводится в определенном порядке, следует иметь в виду, что осуществление способа 10 может проводиться в любом подходящем порядке.

На фиг. 1, в шаге 12, на основе анализа сейсмических данных могут быть определены местоположения и свойства месторождений углеводородов в подповерхностной зоне Земли, ассоциированные с соответствующей сейсмической съемкой. В одном варианте осуществления, сейсмические данные могут быть подвергнуты анализу для построения карты или профиля, иллюстрирующего различные геологические формации в подповерхностной зоне. На основе идентифицированных местоположений и свойств месторождений углеводородов, в шаге 14 могут быть исследованы определенные места или части подповерхностной зоны. Другими словами, организации, занимающиеся разведкой углеводородов, могут использовать местоположения месторождений углеводородов для выбора на поверхности подповерхностной зоны участков для буровых работ. При этом организации, проводящие разведку углеводородов, могут использовать местоположения и свойства месторождений углеводородов, и соответствующих покрывающих пород для определения трассы бурения, параметров бурения и т.д.

После того, как разведочное оборудование было установлено в пределах подповерхностной зоны, на шаге 16 углеводороды, хранящиеся в месторождении углеводородов, могут быть добыты через скважины естественного фонтанирования, скважины с механизированной добычей и т.д. На шаге 18 добытые углеводороды могут транспортироваться на нефтеперегонные заводы и др., посредством транспортных средств, трубопроводов и др. На шаге 20, добытые углеводороды могут быть подвергнуты обработке посредством различных процессов переработки для получения разных продуктов, использующих углеводороды.

Следует заметить, что процессы, рассмотренные со ссылкой на способ 10, могут включать другие подходящие процессы, которые могут быть основаны на расположении и свойствах месторождений углеводородов, определяемых сейсмическими данными, собранными посредством одной или больше сейсмических съемок. Нужно понимать, что сами по себе описанные выше процессы не предполагают существование исчерпывающего перечня процессов, которые могут быть выполнены после определения расположений и свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне.

С учетом сказанного, рассмотрим на фиг. 2 схематическую диаграмму системы 22 морской съемки (например, в сочетании с шагом 12 на фиг. 1), которая может быть использована для сбора сейсмических данных (например, временных диаграмм), относящихся к подповерхностной зоне Земли в морской акватории. Вообще, морская сейсмическая съемка, использующая систему 22 морской съемки, может проводиться в океане 24 или другом водном массиве над подповерхностной зоной 26 Земли, лежащей под морским дном 28.

Система 22 морской съемки может включать судно 30, один или более сейсмических источников 32, морской сейсморазведочный кабель (сейсмокосу) 34, один или более (сейсмических) приемников 36 и/или другое оборудование, которое может быть полезным в сборе сейсмических изображений, представляющих геологические горизонты в подповерхностной зоне 26 Земли. Судно 30 может буксировать сейсмический источник(-и) 32 (например, решетку пневматических пушек) которая может генерировать энергию, например, акустические волны (например, сейсмические колебания), направленные на морское дно 28. Судно 30 также может буксировать сейсмокосу 34, имеющую приемник 36 (например, гидрофоны), которые могут принимать сейсмические колебания, представляющие энергию выходных колебаний сейсмического источника(-ов) 32 после их отражений от различных геологических образований (например, соляных куполов, разрывов, складок и т.д.) в подповерхностной зоне 26. Кроме того, хотя описанная система 22 морской съемки включает один сейсмический источник 32 (на фиг. 2 изображенный в виде решетки воздушных пушек) и один приемник 36 (на фиг. 2 представленный в виде группы гидрофонов), следует иметь в виду, что система 22 морской съемки может включать большое число сейсмических источников 32 и большое число приемников 36. Аналогично, хотя описанная система 22 морской съемки включает один морской сейсморазведочный кабель 34, надо иметь в виду, что система 22 морской съемки может включать большое число сейсморазведочных кабелей, аналогичных кабелю 34. Кроме того, дополнительные суда 30 могут иметь дополнительные сейсмические источники 32, сейсмокосы 34 и др., для работы системы 22 морской съемки.

На фиг. 3 представлена диаграмма наземной системы 38 наземной съемки (например, для использования в сочетании с шагом 12 на фиг. 1), которая может быть использована для получения информации, относящейся к подповерхностной зоне 26 Земли для неморских условий. Система 38 наземной съемки может включать наземный сейсмический источник 40 и наземный приемник 44. В некоторых вариантах осуществления, система 38 наземной съемки может включать большое число наземных сейсмических источников 40 и один или более наземных приемников 44 и 46. Для целей рассмотрения, система 38 наземной съемки включает наземный сейсмический источник 40 и два наземных приемника 44 и 46. Наземный сейсмический источник 40 (например, сейсмический вибратор) может быть расположен на поверхности 42 Земли над исследуемой подповерхностной зоной 26. Наземный сейсмический источник 40 может генерировать энергию (например, акустические волны, сейсмические колебания), направленные

на подповерхностную зону 26 Земли. При достижении различных геологических образований (например, соляных куполов, разрывов, складок и т.д.) в подповерхностной зоне 26, энергия выходных колебаний наземного сейсмического источника 40 может отражаться от этих геологических образований и собираться или регистрироваться одним или более наземными приемниками (например, 44 и 46).

В некоторых вариантах осуществления, наземные приемники 44 и 46 могут быть распределены по поверхности 42 Земли, образуя сетчатую структуру. При этом каждый наземный приемник 44 или 46 может принимать отраженное сейсмическое колебание в ответ на энергию, направленную в подповерхностную зону 26 от сейсмического источника 40. В некоторых случаях, одно сейсмическое колебание, генерированное сейсмическим источником 40, может отразиться от разных геологических образований и может быть принято разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, сейсмический источник 40 может генерировать выходное колебание, энергия которого направлена в подповерхностную зону 26 в виде сейсмической волны 48. Первый приемник 44 может принять отражение сейсмической волны 48 от одного геологического образования, а второй приемник 46 может принять отражение сейсмической волны 48 от другого геологического образования. Другими словами, первый приемник 44 может принять отраженное сейсмическое колебание 50, а второй приемник 46 может принять отраженное сейсмическое колебание 52.

Вне зависимости от того, каким образом были собраны сейсмические данные, вычислительная система (например, для использования в сочетании с шагом 12 на фиг. 1) может выполнить анализ сейсмических колебаний, полученных приемниками 36, 44, 46 для определения сейсмической информации, относящейся к геологической структуре, расположению и свойствам месторождений углеводородов и т.п. внутри подповерхностной зоны 26. На фиг. 4 приведена блок-схема примера такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу данных для изучения сейсмических данных, собранных приемниками 36, 44, 46 для определения структуры и/или прогнозирования сейсмических свойств геологических формаций в подповерхностной зоне 26.

Как показано на фиг. 4, вычислительная система 60 может включать коммуникационный компонент 62, процессор 64, запоминающее устройство 66, устройство 68 хранения данных, порты 70 ввода/вывода (I/O) и дисплей 72. В некоторых вариантах осуществления, в вычислительной системе 60 может не использоваться один или более из компонентов, в частности, дисплей 72, коммуникационный компонент 62 и/или порты 70 ввода/вывода (I/O). Коммуникационный компонент 62 может быть беспроводным или проводным компонентом, который может обеспечивать связь между приемниками 36, 44, 46, одной или более базами 74 данных, другими вычислительными устройствами, и/или другими устройствами, обладающими возможностью связи. В одном варианте осуществления, вычислительная система 60 может через сетевой компонент, базу 74 данных или др. принимать данные 76 от приемника (например, сейсмические данные, сейсмограммы). Процессор 64 вычислительной системы 60 может анализировать или обрабатывать приемные данные 76 для определения различных признаков, относящихся к геологическим формациям в подповерхностной зоне 26 Земли.

Процессор 64 может быть компьютерным процессором или микропроцессором любого типа, способным исполнять компьютерную программу. Процессор 64 может также включать несколько процессоров, которые могут выполнять описанные ниже операции. Запоминающее устройство 66 и устройство 68 хранения данных могут быть любым подходящим готовым изделием, которое может служить средой для хранения исполняемой процессором программы, данных, и т.д. Эти готовые изделия могут выполнять функцию машиночитаемой среды (например, любую подходящую форму для запоминания и хранения данных), которая может хранить исполняемую процессором программу, используемую процессором 64 для осуществления раскрываемых здесь способов. Вообще, процессор 64 может исполнять программные приложения, которые включают программы обработки сейсмических данных, собираемых посредством приемников сейсмической съемки, в соответствии с описанными здесь вариантами осуществления.

Запоминающее устройство 66 и устройство 68 хранения данных могут быть использованы для сохранения данных, анализа данных, программных приложений и т.д. Запоминающее устройство 66 и устройство 68 хранения данных может быть представлено энергонезависимым машиночитаемым носителем (например, запоминающим устройством или устройством хранения данных в любой подходящей форме), который может хранить исполняемую процессором 64 программу для осуществления различных методов, приведенных в настоящем раскрытии. Следует иметь в виду, что энергонезависимость просто означает, что среда является материальным носителем, а не сигналом.

Портами 70 ввода-вывода могут быть интерфейсы, которые могут соединяться с другими периферийными компонентами, например, устройствами ввода (например, клавиатурой, мышью), датчиками, модулями ввода/вывода (I/O) и т.п. Порты 70 (I/O) могут обеспечить связь вычислительной системы 60 с другими устройствами в системе 22 морской съемки, системе 38 наземной съемки или другими через порты 50 (I/O).

Дисплей 72 может отображать изображения, связанные с ПО или исполняемыми программами, обработка которых производится процессором 64. В одном варианте осуществления, дисплеем 72 может быть тачскрин дисплея, позволяющий вводить данные пользователю вычислительной системы 60. Дисплей 72 также может быть использован для просмотра и изучения результатов анализа собранных сейс-

мических данных для определения геологических формаций внутри подповерхностной зоны 26, расположения и свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне 26, прогнозирования сейсмических свойств, ассоциированных с одной или более скважинами в подповерхностной зоне 26, и т.п. Дисплеем 72 может быть дисплей любого подходящего типа, например, жидкокристаллический дисплей (LCD), плазменный дисплей или дисплей на органических светодиодах (OLED). Следует также отметить, что помимо упомянутого здесь отображения посредством дисплея 72, вычислительная система 60 также может осуществлять отображение посредством других материальных средств, например, на бумаге (посредством печати) и др.

С учетом сказанного, описанный здесь способ также может быть осуществлен с применением суперкомпьютера, использующего несколько вычислительных систем 60, систему облачных вычислений, или иные средства для распределения процессов по большому числу вычислительных систем 60. В этом случае, каждая вычислительная система 60, работающая как часть суперкомпьютера, может и не включать каждый компонент, упомянутый как часть вычислительной системы 60. Например, каждая вычислительная система 60 может не включать компонент отображения 72 (дисплей), поскольку большое число дисплеев 72 могут оказаться бесполезными для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

После выполнения различной обработки сейсмических данных, вычислительная система 60 может сохранить результаты анализа в одной или более базах 74 данных. Базы 74 данных могут быть связаны передачей сигналов с сетью, которая может обмениваться данными с вычислительной системой 60 посредством коммуникационного компонента 62. Кроме того, базы данных 74 могут хранить информацию, относящуюся к подповерхностной зоне 26, например, ранее полученные сейсмограммы, данные геологических проб, сейсмические изображения и т.п., относящиеся к подповерхностной зоне 26.

Хотя описанные выше компоненты были рассмотрены применительно к вычислительной системе 60, надо заметить, что вычислительная система 60 может состоять из аналогичных компонентов. Более того, вычислительная система 60 может быть частью системы 22 морской съемки или системы 38 наземной съемки, и может осуществлять наблюдение и управление некоторыми операциями сейсмических источников 32 или 40, приемников 36, 44, 46 и др. Кроме того, нужно заметить, что перечисленные компоненты приведены в качестве примера, и описываемые здесь варианты осуществления не ограничены компонентами, описанными со ссылкой на фиг. 4.

В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 60 может вырабатывать двухмерное представление или трехмерное представление подповерхностной зоны 26 на основе сейсмических данных, полученных посредством упомянутых выше приемников. Помимо этого, сейсмические данные, ассоциированные с комбинациями нескольких источников/приемников, могут быть объединены для создания почти непрерывного профиля подповерхностной области 26, которая может простирается на некоторое расстояние. В двухмерной (2-D) сейсмической съемке точки размещения приемников могут быть расположены вдоль одной линии, в то время как в трехмерной (3-D) съемке точки размещения приемников могут быть распределены по поверхности в виде сетчатой структуры. При этом 2-D сейсмическая съемка дает картину поперечного сечения (вертикальный срез) слоев Земли, расположенных непосредственно под точками записи. 3-D сейсмическая съемка, напротив, может создавать "куб" или объем данных, который может соответствовать 3-D картине подповерхностной зоны 26.

Кроме этого, 4-D сейсмическая съемка (периодическая съемка) может включать сейсмические данные, полученные многократной 3-D съемкой. Используя разные сейсмические изображения, полученные в разные моменты времени, вычислительная система 60 может сравнить два изображения для обнаружения изменений в подповерхностной зоне 26.

В любом случае, сейсмическая съемка может быть составлена из очень большого числа отдельных сейсмических записей или дорожек сейсмограмм. При этом, вычислительная система 60 может быть использована для анализа собранных сейсмических данных для получения изображения, создающего представление о подповерхностной зоне 26, и для определения расположения и свойств месторождений углеводородов. Для этого могут быть использованы различные алгоритмы обработки сейсмических данных для удаления шумов из полученных сейсмических данных, переноса предварительно обработанных сейсмических данных, идентификации сдвигов между большим числом сейсмических изображений, совмещения большого числа сейсмических изображений и т.д.

После того, как вычислительная система 60 провела анализ собранных сейсмических данных, результаты анализа сейсмических данных могут быть использованы для выполнения различных операций в разведке и добыче углеводородов. Например, как было описано выше, собранные сейсмические данные могут быть использованы для осуществления способа 10 на фиг. 1, где подробно указаны различные процессы, которые могут быть выполнены на основании анализа собранных сейсмических данных.

В некоторых вариантах осуществления, результаты анализа сейсмических данных могут вырабатываться в привязке к процессу обработки сейсмических данных, включающем сбор сейсмических данных, упорядочивание сейсмических данных, первичную обработку сейсмических данных, обработку сигналов, нормирование сигналов, отображение (которое может, например, включать создание отображаемых сечений или объемов) перед любой интерпретацией сейсмических данных, любое дальнейшее улучшение

ние качества изображения в соответствии с задачами сейсморазведки, генерирование атрибутов из обработанных сейсмических данных, повторную интерпретацию сейсмических данных при необходимости и определение и/или генерирование плана буровых работ или других применений результатов сейсмической съемки. В результате, может быть определено расположение углеводородов в подповерхностной зоне 26. Кроме того, может потребоваться провести оценку свойств продуктивного пласта или горизонта в подповерхностной зоне 26. Методы получения характеристик продуктивного пласта могут включать стохастическую инверсию, более подробно описанную ниже.

Идентификация литологии (т.е. распознавание литофаций, где под "литофациями" обычно понимаются массивы или слои горной породы с определенными характеристиками) подповерхностной зоны 26 Земли важно для определения характеристик продуктивного пласта. Идентификация литологии подповерхностной зоны 26 имеет значение для определения характеристик продуктивного пласта, поскольку физические и химические свойства подповерхностной зоны 26 (в которой заключены углеводороды и/или вода) влияют на ответную реакцию технических средств, используемых для определения свойств продуктивного пласта. Например, вычисления пористости, водонасыщения (S_w) и проницаемости основываются на литологии продуктивного пласта. Как упоминалось выше, в одном или более вариантах осуществления для оценки свойств продуктивного пласта и связанных с ней неопределенностей используется Одномерная Стохастическая Инверсия (ODiSI - от англ. one-dimensional stochastic inversion). Как было упомянуто выше, ODiSI дает трехмерные (3D) массивы данных свойств продуктивного пласта и соответствующих им неопределенностей (т.е. объемов неопределенности), осуществляя сопоставление большого числа стохастически моделируемых одномерных (1D) стратиграфических профилей (псевдоскважин) с реальными сейсмодорожками. На фиг. 5 графически представлен способ 80 осуществления ODiSI, например, реализуемый вычислительной системой 60, хотя следует иметь в виду, что способ 80 может быть осуществлен любой подходящей вычислительной системой, вычислительным устройством и/или контроллером. При этом следует также понимать, что некоторые или все из описанных ниже операций обработки могут быть выполнены одним или более компонентами вычислительной системы 60, включая процессор 64, запоминающее устройство 66 или их аналоги, и могут быть выполнены процессором 64, например, выполняющим программы, команды, предписания и др., хранящиеся в запоминающем устройстве 66 (например, материальной энергонезависимой машиночитаемой среде).

На шаге 82 и 84 принимаются и анализируются скважинные данные. Эти скважинные данные могут соответствовать данным от одной или более скважин. В частности, скважинные данные могут соответствовать данным, полученным при проникновении в подповерхностную зону посредством одной или более буровых скважин. Скважинными данными также могут быть, например, каротажные данные, например, каротажные данные скважины. Параметры, полученные на шагах 82 и 84, могут быть наложены по всей области съемки потрассным наложением, или по местоположениям скважин (шаги 86, 90, 92 и 94).

На шаге 84, способ 80 выполняет параметрирование скважинных данных. ODiSI может быть реализована, когда известны по меньшей мере некоторые из скважинных данных на шаге 82, относящиеся к продуктивному пласту (например, свойства породы, тренды по глубине/отклонению, статистика по вертикали, мощности пласта и др.). На шаге 84 ODiSI может выполнить параметрирование, используя в процессе скважинные данные для определения конкретных величин/параметров, которые далее используются в генерировании псевдоскважин на шаге 86. В примере на фиг. 5, псевдоскважины, генерированные на шаге 86, не базируются на каких-либо сейсмических данных (получаемых из фонда сейсмических данных и/или методами построения изображений). Вместо этого, вычислительная система 60 генерирует псевдоскважины на основе параметров из шага 84 (эти параметры могут включать, например, найденную ТРМ). Каждая генерированная псевдоскважина может включать, например, полный набор петрофизических кривых, аналогичных набору кривых, которые могут быть получены из полученных сейсмическими методами изображений или каротажных данных скважин. Псевдоскважины могут генерироваться на основе фактических скважинных данных (например, параметрированных данных шага 84). В некоторых вариантах осуществления, могут генерироваться примерно 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 или более псевдоскважин применительно к каждой дорожке сейсмограммы (т.е. каждому местоположению в продуктивном пласте). При этом, например, может генерироваться несколько тысяч псевдоскважин для каждой конкретной дорожки сейсмограммы, где каждая псевдоскважина учитывает специфику этого местоположения через данные параметрирования из шага 84.

Псевдоскважины генерируются на шаге 86. При генерировании каждой псевдоскважины, способ 80 может генерировать один или более макроуровней внутри каждой псевдоскважины. Каждый макроуровень может включать литологическую информацию, например, пропорции фаций для каждого макроуровня. Аналогично, каждый макроуровень может включать много микроуровней (или квантований по глубине), каждый из которых включает индивидуальные литофации. Как было показано выше, каждая псевдоскважина может быть генерирована на основе одной или более матриц вероятностей перехода (ТМР), основанных на ряде макроуровней. В частности, генерированное распределение литофаций может подчиняться вероятностям перехода (т.е. где, учитывая конкретные литофации на текущем уровне квантования по глубине (или микроуровне), определены вероятности литологий на следующем уровне по глубине (или микроуровне)) матрицы вероятностей перехода. Распределение микроуровней также

может подчиняться распределениям мощности пласта (т.е. толщине данной литологии). При этом вероятности перехода могут быть представлены в виде матрицы вероятностей перехода (TRM), которая определяет вероятность того, какими будут следующие литофации, на основании литологии на текущем уровне квантования по глубине (или микроуровне). Как будет подробно описано далее, TRM может представлять собой входные данные в систему одного или более вариантов осуществления, для генерирования вышеописанных псевдоскважин. Однако, как было сказано выше, TRM может содержать ошибки, которые приведут к генерированию ошибочных псевдоскважин.

Генерирование псевдоскважин на шаге 86 может включать моделирование отдельных литофаций на основе, например, физической модели породы, которая использует скважинные данные, полученные на шаге 82. Процесс генерирования псевдоскважины на шаге 86 также может использовать любые типовые модели. Моделирование литофаций обычно относится к определению возможных литографических слоев и/или свойств текучих сред в данной псевдоскважине. При моделировании литофаций, каждый слой может быть возможно классифицирован как относящийся к: чистому песчанику, сланцевой глине, сланцеватому песку (т.е. смеси песка и сланцевой глины) и т.д., причем каждая категория может также соотноситься с возможными текучими средами, содержащимися внутри каждого слоя (при необходимости). Каждую псевдоскважину можно генерировать с полным набором свойств продуктивного пласта и упругих свойств для полной стратиграфической колонки литофаций, и каждая псевдоскважина может включать полный набор графиков зависимостей свойств продуктивного пласта и упругих свойств.

Для каждой псевдоскважины, генерированной на шаге 86, в способе 80 может генерироваться набор моделированных сейсмических данных (например, моделированных сейсмограмм). Посредством генерирования моделированных сейсмических данных на основе каждой псевдоскважины, способ 80 может затем сравнить/сопоставить каждую псевдоскважину с фактическими сейсмическими данными посредством сравнения моделированных сейсмических данных (соответствующих псевдоскважине) с фактическими сейсмическими данными. Моделированные сейсмические данные могут включать фильтрованные кривые расширенного упругого импеданса (EEI - от англ. extended elastic impedance). Шаг 88 сравнения и выбора, который может быть одномерным, позволяет сопоставить генерированные псевдоскважины с фактическими сейсмическими данными 90 для определения/выбора псевдоскважин, по одной дорожке/местоположению за один раз. Таким образом, в способе 80 могут использоваться фактические сейсмические данные 90 для определения/выбора псевдоскважин, которые с наибольшей вероятностью отражают фактические свойства соответствующей подповерхностной зоны. Этот выбор на шаге 88 может включать определение того, какие из генерированных моделированных сейсмических данных (где генерированные моделированные сейсмические данные соответствуют генерированным псевдоскважинам) наилучшим образом соответствуют сейсмическим данным 90. На шаге 88 выбирается произвольное число совпадений (например, число определяется пользователем), и представляется в виде набора 92 наилучших совпадений псевдоскважин (в сравнении с фактическими сейсмическими данными 90).

Как было отмечено ранее, каждая псевдоскважина может быть ассоциирована с набором графиков кривых петрофизических зависимостей. Так, некоторый конкретный параметр (a , значит, и соответствующая нужная кривая зависимости) может быть выбран пользователем на шаге 94, и на шаге 94 может быть проведено усреднение кривых, соответствующих этому свойству (т.е. соответствующих моделированным сейсмическим данным, демонстрирующим наилучшее совпадение). Например, пользователь может выбрать кривую интересующей его скорости в глинах (V_{sh}). Соответственно, на шаге 94 может быть проведен выбор соответствующих кривых V_{sh} из набора 92 кривых для псевдоскважин с наилучшим совпадением, и эти величины могут быть усреднены для получения оценки свойства продуктивного пласта (например, V_{sh}) в точке, ассоциированной с положением псевдоскважин и сейсмическими данными 90. Этот процесс может быть повторен для каждой соответствующей сейсмодорожки, в результате чего могут быть получены два новых трехмерных массива данных (например, среднее и среднее квадратическое отклонение отношения эффективной величины свойства продуктивного пласта к общей (например, V_{sh}). Таким образом, шаг 94 позволяет усреднить величины свойств продуктивного пласта псевдоскважин (например, V_{sh}) для получения: (1) оценки среднего значения свойства для данного местоположения скважины и (2) оценки среднее квадратического отклонения величины свойства для данного местоположения (т.е. дает среднее значение и отклонение оценки для каждой сейсмодорожки).

Таким образом, в способе 80 устанавливается соотношение свойств породы и статистических свойств пласта в вертикальном разрезе с существующими скважинными данными из шага 82, параметрированными на шаге 84. Эти данные используются для генерирования псевдоскважин, включающих ряд непротиворечивых и реалистичных свойств продуктивного пласта. Моделированные сейсмические данные, выведенные из псевдоскважин, использующих, например, расширенный упругий импеданс (EEI), сравниваются с фактическими сейсмическими данными 90, которые были фактически приняты (например, сравниваются с сейсмодорожками входных разрезов профиля в инверсных цветах). Выбираются наилучшие совпадения и затем усредняются для получения оценки выбранных свойств продуктивного пласта (a также, например, соответствующих неопределенностей этих свойств, например, трехмерных массивов неопределенности).

На фиг. 6 представлена блок-схема варианта осуществления способа 96, реализующего модифици-

рованную версию методики одномерной стохастической инверсии (ODiSI), описанную выше со ссылкой на фиг. 5. Например, способ 96 может реализовать Байесовскую ODiSI, выполняемую, например, вычислительной системой 60, хотя следует иметь в виду, что способ 96 может быть осуществлен любой подходящей вычислительной системой, вычислительным устройством и/или контроллером. Таким образом, также следует понимать, что некоторые или все из описанных ниже операций обработки могут быть выполнены одним или более компонентами вычислительной системы 60, включая процессор 64, запоминающее устройство 66 или аналогичными, и могут быть выполнены, например, процессором 64, выполняющим коды, программы, команды и др., хранящиеся в запоминающем устройстве 66 (например, материальной энергонезависимой машиночитаемой среде).

Способ 96 (на фиг. 6) обладает преимуществами по сравнению со способом 80 (фиг. 5), поскольку в способе 96 могут, как правило, генерироваться псевдоскважины, которые характеризуются более точным совпадением сейсмических данных с соответствующей подповерхностной зоной. В частности, в способе 80 сравниваются псевдоскважины, генерированные на шаге 86, с сейсмическими данными 90, для определения/выбора, какие псевдоскважины (среди псевдоскважин, генерированных на шаге 86) более точно отражают сейсмические данные 90. Однако, даже и в случае, когда ни одна из псевдоскважин, генерированных в способе 80, не дает хорошего совпадения с сейсмическими данными 90, способ 80 сможет все же использовать те псевдоскважины, которые демонстрируют сравнительно лучшие результаты в определении характеристик продуктивного пласта, и поэтому способом 80 можно отобрать псевдоскважины, которые не отражают реальных свойств соответствующей подповерхностной зоны. В отличие от способа 80, способ 96 генерирует псевдоскважины (на шаге 124) путем введения фактических сейсмических данных в процесс генерирования псевдоскважины и, соответственно, способ 96 генерирует псевдоскважины, согласованные с фактическими сейсмическими данными, и поэтому способ 96 может генерировать псевдоскважины, которые с большей вероятностью отражают свойства соответствующей подповерхностной зоны. Таким образом, в способе 96 на шаге 94 получаются улучшенные выходные данные, позволяющие повысить качество планирования бурения скважин, оценки запасов, построения модели продуктивного пласта определения характеристик продуктивного пласта и т.д., по продуктивному горизонту или пласту, по сравнению с выходными данными способа 80.

Шаги 82, 84 и 86 (фиг. 6) соответствуют шагам 82, 84 и 86 (фиг. 5) и используются в способе 96 для генерирования псевдоскважин на основе скважинных данных из шага 82. В шаге 98 производится суммирование псевдоскважин согласно одному или более заранее выбранных правил. Этими правилами определяется, каким образом расширенный упругий импеданс (EEI) может меняться относительно литофаций и во времени, и как V_{sh} может меняться в отношении литофаций и во времени. В некоторых вариантах осуществления, на шаге 98 может быть выбран конкретный параметр, представляющий интерес (и, таким образом, ассоциированная кривая). Например, на шаге 98 может быть выбрана кривая зависимости V_{sh} , как представляющая интерес.

Кроме того, могут быть приняты входные величины и затем переданы в шаг 100. Эти входные величины могут включать, например, фактические сейсмические данные 90. Аналогично, входные величины могут включать, например, матрицу 102 вероятностей перехода (TRM), которая может быть определена пользователем. Согласно приведенному выше рассмотрению, TRM 102 может быть матрица, которая определяет, для данной литологии и текущем уровне квантования по глубине (или микроуровне), вероятность конкретных литологий на следующем уровне квантования по глубине (или микроуровне). Например, если данной литологией на текущем уровне квантования по глубине является песчаник, TRM 102 определит вероятности того, что литология на следующем уровне квантования по глубине окажется песчаником, сланцевой глиной и/или сланцеватым песком. Используя TRM 102, можно определить общие пропорции песчаника, сланцевой глины или сланцеватого песка для данного места продуктивного пласта.

На шаге 104 производится генерация выборки. Метод выборки, который может включать генерацию выборки по схеме Гиббса, либо выборку другого типа, используется, на шаге 104, для генерирования псевдоскважин, на основе, по меньшей мере, отчасти, фактических сейсмических данных 90 и введенной TRM 102.

Метод 104 выборки может, например, осуществляться вычислительной системой 60, хотя следует понимать, что метод 104 может осуществляться любой подходящей вычислительной системой, вычислительным устройством и/или контроллером. Таким образом, следует также понимать, что некоторые или все из описанных ниже операций по обработке могут быть выполнены одним или более компонентами вычислительной системы 60, включая процессор 64, запоминающее устройство 66 или аналогичными, и могут быть выполнены, например, процессором 64, выполняющим программы, команды, предписания и др., хранящиеся в запоминающем устройстве 66 (например, материальной энергонезависимой машиночитаемой среде).

Метод выборки может быть применен для эффективного осуществления стохастической инверсии на шаге 104, где может быть генерировано большое число псевдоскважин (на основе результатов квантования по глубине из сейсмических данных 90). Итеративно генерированные величины расширенного упругого импеданса (EEI) в полном спектральном диапазоне и литофации в полном спектральном диапа-

зоне на шаге 124 могут быть переданы из шага генерирования выборки, и итеративно генерированные величины EEI в полном спектральном диапазоне и литофации в полном спектральном диапазоне могут соответствовать (и ассоциироваться с) псевдоскважинам, генерированными методом выборки на шаге 104, использующим сейсмические данные 90, как это было описано выше (и в отличие от псевдоскважин из шага 86). Эти псевдоскважины из шага 124 подвергаются выборке на шаге 126, например, выборке с нормальным распределением, с учетом заданных петрофизических свойств из шага 98 (например, V_{sh}).

В одном или более вариантов осуществления, на шаге 94 выполняется усреднение кривых, соответствующих конкретному заданному параметру (и, значит, ассоциированной кривой). Например, на шаге 94 выбранные соответствующие кривые V_{sh} из шага 126 могут быть усреднены для получения оценки свойства (например, V_{sh}) продуктивного пласта в месте, ассоциированном с псевдоскважинами из шага 124 и сейсмическими данными 90. Этот процесс может быть повторен для каждой соответствующей сейсмодорожки, в результате может быть образовано два новых трехмерных массива данных (например, среднее и среднеквадратическое отклонение отношения эффективной величины свойства продуктивного пласта к общей (например, V_{sh}). Таким образом, шаг 94 позволяет усреднить величины свойств продуктивного пласта псевдоскважин (например, V_{sh}) для получения среднего и среднеквадратического отклонений оценок свойства для данного местоположения (т.е. дает среднее значение и отклонение оценки для каждой сейсмодорожки).

Таким образом, способ 96 устанавливает соотношения свойств породы и статистических свойств пласта в вертикальном разрезе на основании существующих скважинных данных из шага 82 (параметрированных на шаге 84), представленной пользователем ТРМ 102 и сейсмических данных 90.

Согласно приведенному выше рассмотрению, выбор ТРМ 102 может выполняться пользователем. В некоторых вариантах осуществления, выбор ТРМ 102 может основываться, например, на данных и/или информации о существующей скважине (например, скважинных данных из шага 82). Однако, такая ТРМ 102 может оказаться необъективной, например, если данные из шага 82 сильно отличаются от других частей продуктивного пласта. В действительности, хотя опытные (т.е. высококвалифицированные) пользователи могут выбрать ТРМ 102, при выборе ТРМ 102 могут случаться ошибки. Кроме того, поскольку ТРМ 102 является одним из факторов при расчете псевдоскважин, ассоциированных с шагом 124, ошибки в ТРМ 102 могут сильно влиять на надежность псевдоскважин, ассоциированных с шагом 124 и, соответственно, также и на последующее планирование буровых работ, оценку запасов, построение модели продуктивного пласта, определение характеристик продуктивного пласта и т.д., для продуктивного горизонта или пласта. Поэтому было бы желательно применить способ, в котором решаются возможные проблемы, связанные с ошибками пользовательского выбора ТРМ 102.

Таким образом, в одном или более вариантах осуществления настоящего изобретения может использоваться подходящая матрица 102 вероятностей перехода (ТРМ). Например, когда на вход шага 104 подается подходящая ТРМ 102, генерируемые в шаге 124 псевдоскважины должны иметь ТРМ, аналогичную ТРМ 102, подаваемой в шаг 104 (т.е. ТРМ, ассоциированная с псевдоскважинами в шаге 124 и ТРМ 102 должны быть аналогичными). В одном или более вариантах осуществления, ТРМ может быть согласованной с другой ТРМ благодаря совпадению в цифрах.

Одним предполагаемым способом уменьшения возможных ошибок в выборе пользователем ТРМ 102 было бы использование метода проб и ошибок. Например, может быть генерирован набор возможных ТРМ 102 для использования вместе с шагом 104, применен метод 96 Байесовской ODiSI, и ТРМ, ассоциированная с генерированными псевдоскважинами из шага 124, может быть проверена сравнением с ТРМ 102. Этот процесс может быть повторен для других ТРМ 102, пока не будет найдена самосогласованная ТРМ 102. Такой способ, однако, может занять много времени.

Другим способом может быть итеративный подход, в котором выбирается и используется ТРМ 102, генерируется ТРМ, ассоциированный с псевдоскважинами, ТРМ, ассоциированный с псевдоскважинами из шага 124 заменяет первоначально использованный ТРМ 102, в качестве новой входной величины в шаге 104, и процесс может итеративно продолжаться, пока не стабилизируется ТРМ, ассоциированная с псевдоскважинами 124. Этот метод описан ниже со ссылкой на фиг. 7.

На фиг. 7 графически представлен вариант осуществления способа 128, реализующего модифицированную версию методики ODiSI, описанную выше со ссылкой на фиг. 6. Например, способ 128 может реализовать итеративную Байесовскую ODiSI, выполняемую, например, вычислительной системой 60, хотя следует иметь в виду, что способ 128 может быть осуществлен любой подходящей вычислительной системой, вычислительным устройством и/или контроллером. Таким образом, также следует понимать, что некоторые или все из описанных ниже операций обработки могут быть осуществлены одним или более компонентами вычислительной системы 60, включая процессор 64, запоминающее устройство 66, или аналогичными, и могут быть осуществлены процессором 64. Процессор 64 может осуществлять операции, выполняя программы, команды, предписания и др., хранящиеся в запоминающем устройстве 66 (например, материальной энергонезависимой машиночитаемой среде).

Шаги 82, 84 и 86 (фиг. 7) соответствуют шагам 82, 84 и 86 на фиг. 5 и 6 и используются в способе 128 для генерирования псевдоскважин. В шаге 98 производится суммирование псевдоскважин согласно одному или нескольким заранее выбранным правилам, которые применяются с учетом оценки соответ-

ствующей залежи продуктивного пласта. Эти правила суммирования могут быть применены к псевдоскважинам для генерирования, например, кривых ЕЕI и/или каротажных данных для каждой из псевдоскважин. Аналогично, правила суммирования могут быть применены к псевдоскважинами для генерирования, например, конкретного параметра из набора петрофизических кривых. При этом, в некоторых вариантах осуществления, на шаге 98 может быть выбран конкретный параметр, представляющий интерес (и, таким образом, ассоциированная кривая). Например, на шаге 98 может быть выбрана кривая зависимости V_{sh} , как представляющая интерес.

Кроме того, входные величины могут быть приняты и далее переданы в шаг 129 (отличающийся от шага 100 так, как это было более подробно описано выше). Эти входные величины могут включать, например, сейсмические данные 90. Аналогично, входные величины могут включать, например, ТРМ 103. ТРМ 103 может быть (первоначально) определена пользователем, произвольно генерирована и заполнена вычислительной системой 60 (например, процессором 64 или процессором 64, выполняющим программу, хранящуюся, например, в запоминающем устройстве 66), и/или детерминированно генерирована и заполнена вычислительной системой 60 (например, процессором 64 или процессором 64, выполняющим программу, хранящуюся, например, в запоминающем устройстве 66). На шаге 104 может быть использован метод выборки для генерирования выходных данных псевдоскважин на основе, по меньшей мере отчасти, сейсмических данных 90 и ТРМ 103.

На шаге 124 на фиг. 7, итеративно генерированные величины расширенного упругого импеданса (ЕЕI) в полном спектральном диапазоне и литофации в полном спектральном диапазоне передаются из шага 104 генерирования выборки. Итеративно генерированные величины ЕЕI в полном спектральном диапазоне и литофации в полном спектральном диапазоне соответствуют (ассоциированы с) псевдоскважинам, генерированным методом выборки на шаге 104. Псевдоскважины генерируются с использованием сейсмических данных 90, как это было описано выше (и в отличие от генерирования псевдоскважин на шаге 86, где в процессе генерирования не используются какие-либо сейсмические данные) Как изображено на фиг. 7, на шаге 124 имеется 2000 псевдоскважин, однако число генерированных псевдоскважин может быть больше или меньше 2000. Далее, на шаге 130, по данным псевдоскважин вычисляется ТРМ (например, выходная ТРМ). Далее, на шаге 132, выходная ТРМ сравнивается с ТРМ 103 (первоначальная, например, определенная пользователем ТРМ 103, представляющая собой первую итерацию).

Если выходная ТРМ согласуется с (совпадает по цифрам с) ТРМ 103, тогда подтверждено соответствие ТРМ требованиям, и способ 128 может перейти на шаги 126 и 94 (описанные выше со ссылкой на фиг. 6). Однако если выходная ТРМ не согласуется (совпадает по цифрам с) ТРМ 103, то не подтверждено соответствие ТРМ 103 требованиям (т.е. ТРМ 103 не является самосогласованной). В этом случае, способ 128 может перейти на шаг 129, в котором первоначальная (т.е. предоставленная пользователем) ТРМ 103 уточняется посредством выходной ТРМ. Таким образом, теперь выходная ТРМ выступает как ТРМ 103. Шаги 104 и 124 выполняются при величине ТРМ 103, имеющей величину выходной ТРМ. На шаге 130 по данным псевдоскважин вычисляется другая ТРМ (например, вторая выходная ТРМ). Далее, на шаге 132, вторая выходная ТРМ сравнивается с ТРМ 103 (имеющей [первую] величину выходной ТРМ). Если вторая выходная ТРМ согласуется с ТРМ 103 (имеет [первую] величину выходной ТРМ), то подтверждено соответствие ТРМ 103 требованиям, и способ 128 может переходить к шагам 126 и 94. Если же вторая выходная ТРМ не соответствует ТРМ 103 (имеющей [первую] величину выходной ТРМ), то не подтверждено соответствие ТРМ 103 (имеющей [первую] величину выходной ТРМ) требованиям (т.е. ТРМ 103 не является самосогласованной). В этом случае, способ 128 может перейти на шаг 129, в котором ТРМ 103, имеющая [первую] величину выходной ТРМ, уточняется по величине второй выходной ТРМ в качестве ТРМ 103, и описанный выше процесс выполняется снова для дальнейшей стабилизации ТРМ 103.

В некоторых вариантах осуществления, шаг 132 принятия решения определяется использованием порогового несовпадения (т.е. пороговой величины) для сравнения ТРМ 103 с ТРМ, вычисленной по данным псевдоскважин. Например, если ТРМ 103 и ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин, имеют различие по величине менее чем пороговое значение, или менее чем или равны ему (т.е. фиксированной величине, процентному значению и др.), то в этом случае ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин, должна быть признана на шаге 132 согласованной с ТРМ 103. В некоторых вариантах осуществления, описанный выше итеративный процесс может продолжаться, пока ТРМ 103 и ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин, не будут отличаться по величине менее чем пороговое значение, или менее чем или равны ему.

Дополнительно, или в качестве альтернативы, может быть заранее установлено фиксированное число итераций, и может быть использована ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин, когда достигнуто это число итераций (если ТРМ 103 и ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин, еще не достигли различия в величине менее чем пороговое значение, или менее чем или равны пороговому значению). Например, n -е псевдоскважины (т.е. n -я итерация, где " n " - целое число, большее единицы, представляющее количество выполненных итераций) могут быть генерированы, с использованием n -х ТРМ 103 и сейсмических данных 90, и n -е псевдоскважины могут быть использованы, чтобы охарактеризовать

продуктивный пласт в подповерхностной зоне 26 Земли, когда установлено, что n -я + 1 ТРМ (ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин), не согласуется с n -й ТРМ 103 (не имеет различия по величине менее чем пороговое значение, или менее чем или равное пороговому значению), когда фиксированное число итераций ТРМ эквивалентно n (т.е. достигнуто фиксированное число итераций).

В других вариантах осуществления, описанный выше итеративный процесс может быть остановлен по команде или иному сигналу прерывания, и когда поступает команда или другой сигнал прерывания, может быть использована ТРМ, вычисленная по данным псевдоскважин.

Способ 128 дает возможность для каждой сейсмодорожки иметь свою матрицу вероятностей перехода (ТРМ) 103. Более того, из-за возможности адаптации ТРМ 103 посредством итеративного процесса, по сравнению со способом 96 снижается количество возможных последствий (т.е. снижается субъективность) благодаря первоначальному выбору ТРМ 103. Таким образом, вычислительная система 60 может выполнять различные операции по анализу данных с более высокой надежностью результатов в отношении, например, планирования бурения скважин, оценки запасов, построения модели продуктивного пласта и/или определения характеристик продуктивного пласта, за счет получения более надежной ТРМ 103 в разных местах по продуктивному пласту. Результаты одномерной стохастической инверсии (ODiSI) могут быть введены в наш технологический процесс сейсмического анализа и интерпретации.

Описанные выше конкретные варианты осуществления были представлены в качестве примера, и следует понимать, что эти варианты осуществления могут подвергаться различным модификациям и реализации в других формах. Также следует понимать, что формула изобретения не предполагает ограничения этими конкретными раскрытыми формами, но, напротив, должна охватывать все модификации, эквиваленты и альтернативы, находящиеся в пределах существа и области защиты настоящего раскрытия.

Представленные и заявленные здесь способы относятся и применимы к материальным объектам и конкретным примерам практического характера, которые очевидно усовершенствуют техническую область и, по этой причине, не являются абстрактными, нематериальными или сугубо теоретическими. Кроме того, если приведенная в конце настоящего описания формула изобретения содержит один или более элементов, обозначенных как "средства для [выполнения] [функции]" или "шаг для [выполнения] [функции]", предполагается, что такие элементы должны восприниматься согласно статье 35 Свода Законов США пар. 112(f). Однако, для любых пунктов формулы, содержащих элементы, обозначенные любым другим образом, предполагается, что такие элементы не должны интерпретироваться согласно статье 35 Свода Законов США пар. 112(f).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ для оценки свойств продуктивного пласта и связанных с ней неопределенностей, в котором

принимают первую матрицу вероятностей перехода (ТРМ) подповерхностной зоны, определяющую для известной литологии при текущем уровне квантования по глубине вероятность наличия определенных литологий на следующем уровне квантования по глубине;

принимают сейсмические данные для подповерхностной зоны;

используют первую ТРМ и сейсмические данные для генерирования первых псевдоскважин;

вычисляют вторую ТРМ по данным первых псевдоскважин;

определяют, согласована ли вторая ТРМ с первой ТРМ на основе определения меньше ли различие между второй ТРМ и первой ТРМ порогового значения или меньше или равно пороговому значению; и используют первые псевдоскважины для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда вторая ТРМ определена как согласованная с первой ТРМ.

2. Способ по п.1, в котором заменяют первую ТРМ второй ТРМ, когда вторая ТРМ определена как не согласованная с первой ТРМ.

3. Способ по п.2, в котором

используют вторую ТРМ и сейсмические данные для генерирования вторых псевдоскважин;

вычисляют третью ТРМ по данным вторых псевдоскважин и

определяют, согласована ли третья ТРМ со второй ТРМ.

4. Способ по п.3, в котором используют вторые псевдоскважины для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда третья ТРМ определена как согласованная со второй ТРМ.

5. Способ по п.3, в котором заменяют вторую ТРМ третьей ТРМ, когда третья ТРМ определена как не согласованная со второй ТРМ.

6. Способ по п.1, в котором

генерируют n -е псевдоскважины с использованием n -й ТРМ и сейсмических данных и

используют n -е псевдоскважины для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда n -я + 1 ТРМ определена как не согласованная с n -й ТРМ и когда фиксированное число итераций ТРМ эквивалентно n .

7. Способ по п.1, в котором

генерируют n -е псевдоскважины с использованием n -й ТРМ и сейсмических данных;
принимают сигнал прерывания и
используют n -е псевдоскважины для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда принят сигнал прерывания.

8. Способ по п.1, в котором применяют алгоритм стохастической выборки при использовании первой ТРМ и сейсмических данных для генерирования первых псевдоскважин.

9. Машиночитаемый носитель, содержащий команды для оценки свойств продуктивного пласта и связанных с ней неопределенностей, которые конфигурируют процессор для генерирования первых псевдоскважин на основе, по меньшей мере, отчасти первой матрицы вероятностей перехода (ТРМ) и сейсмических данных подповерхностной зоны, причем первая ТРМ содержит вероятности конкретных литологий на заданных уровнях квантования по глубине на основе известной литологии на текущем уровне квантования по глубине;

вычисления второй ТРМ на основе данных первых псевдоскважин;

определения того, меньше ли порогового значения различие между второй ТРМ и первой ТРМ или меньше или равно пороговому значению; и

использования первых псевдоскважин для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда различие между второй ТРМ и первой ТРМ меньше порогового значения или меньше или равно пороговому значению.

10. Машиночитаемый носитель по п.9, содержащий команды для конфигурирования процессора для замены первой ТРМ на вторую ТРМ, когда различие между второй ТРМ и первой ТРМ превышает пороговое значение.

11. Машиночитаемый носитель по п.9, содержащий команды для конфигурирования процессора для генерирования вторых псевдоскважин на основе, по меньшей мере, отчасти второй ТРМ и сейсмических данных;

вычисления третьей ТРМ на основе вторых псевдоскважин и

определения того, меньше ли порогового значения различие между третьей ТРМ и второй ТРМ или меньше или равно пороговому значению.

12. Машиночитаемый носитель по п.11, содержащий команды для конфигурирования процессора для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне на основе вторых псевдоскважин, когда определяемое различие между третьей ТРМ и второй ТРМ меньше порогового значения или меньше или равно пороговому значению.

13. Машиночитаемый носитель по п.9, содержащий команды для конфигурирования процессора для генерирования n -х псевдоскважин с использованием n -й ТРМ и сейсмических данных и использования n -х псевдоскважин для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне, когда n -я + 1 ТРМ определена как не согласованная с n -й ТРМ и когда фиксированное число итераций ТРМ эквивалентно n .

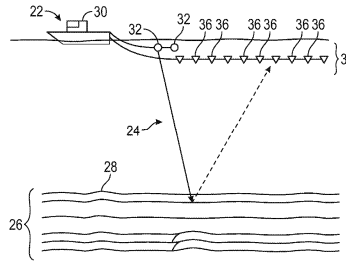
14. Машиночитаемый носитель по п.9, содержащий команды для конфигурирования процессора для генерирования n -х псевдоскважин с использованием n -й ТРМ и сейсмических данных и

использования n -х псевдоскважин для получения характеристик продуктивного пласта в подповерхностной зоне при генерировании сигнала прерывания процессором или приема сигнала прерывания.

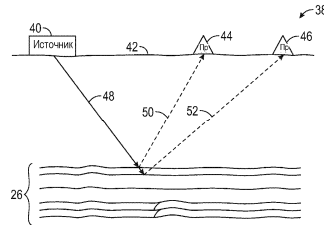
15. Машиночитаемый носитель по п.9, содержащий команды для конфигурирования процессора для использования алгоритма стохастической выборки для генерирования первых псевдоскважин на основе, по меньшей мере, отчасти первой ТРМ и сейсмических данных.



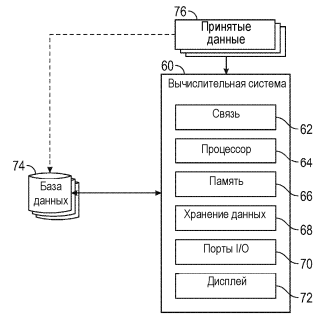
Фиг. 1



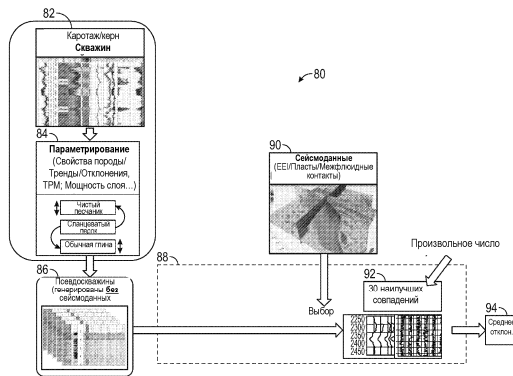
Фиг. 2



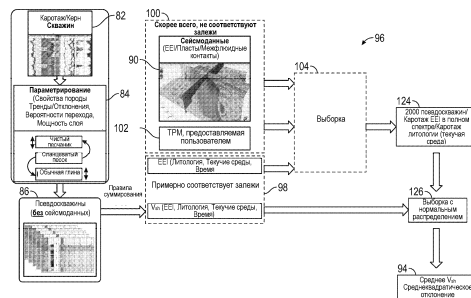
Фиг. 3



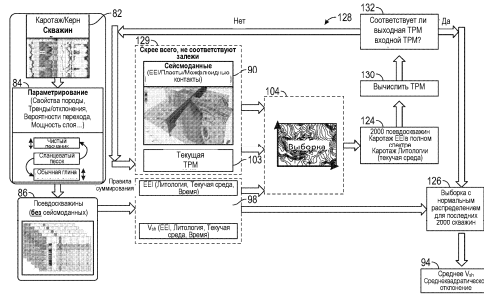
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7