(19) Евразийское патентное ведомство

(21) 202190728 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2021.07.27

(22) Дата подачи заявки
2019.09.12

(51) Int. Cl. ***G01V 1/28*** (2006.01)
G01V 1/30 (2006.01)
G01V 1/50 (2006.01)
G06N 3/08 (2006.01)

(54) АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

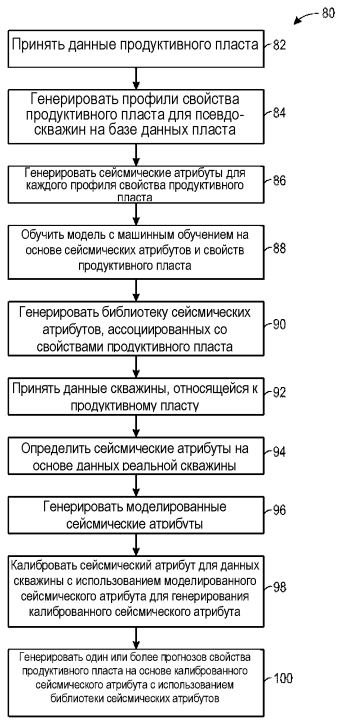
(31) **62/731,411**
(32) **2018.09.14**
(33) **US**
(86) **PCT/US2019/050720**
(87) **WO 2020/056073 2020.03.19**

(71) Заявитель:
БП КОРПОРЕЙШН НОРТ АМЕРИКА ИНК. (US)

(72) Изобретатель:
Рой Атиш, Кумар Дхананджай, Казлаускас Эрик (US)

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

(57) В заявке описаны системы и способы, включающие генерирование профилей свойства продуктивного пласта, соответствующих свойствам продуктивного пласта для псевдоскважин, основанным на данных продуктивного пласта, генерирование сейсмических атрибутов для псевдоскважин и обучение модели с машинным обучением посредством сравнения профилей свойства продуктивного пласта с сейсмическими атрибутами. Благодаря этому модель с машинным обучением может быть использована для прогнозирования свойств продуктивного пласта при сейсмической разведке над подповерхностной областью, имеющей структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов.



202190728 A1

202190728 A1

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Ссылки на родственные заявки

Настоящая заявка претендует на приоритет предварительной заявки US № 62/731411, поданной 14 сентября 2018 г., под названием "Анализ сейсмических атрибутов с использованием машинного обучения", полностью включенной в настоящее раскрытие посредством ссылки для целей, не противоречащих этому раскрытию.

Заявление в отношении НИОКР с государственной поддержкой

Не применимо.

Область техники

Настоящее раскрытие в целом относится к анализу сейсмических атрибутов и свойств продуктивных пластов, в частности, к использованию машинного обучения для анализа соотношений между сейсмическими атрибутами и свойствами продуктивного пласта. Сейсмические атрибуты сейсмических данных могут включать по меньшей мере зависимости изменения частотно-зависимых амплитуд от сейсмического выноса (FAVO – от англ. frequency-dependent amplitude variation with offset), расчетные сейсмические атрибуты (например, квадратурные составляющие трасс и/или огибающих) и инвертированные сейсмические атрибуты (например, импеданс, плотность и/или отражательную способность). Свойства продуктивного пласта могут включать по меньшей мере содержание флюида в горной породе, пористость, плотность или скорость распространения сейсмической волны, информацию о поперечных волнах и/или, например, индикаторы флюида (признаки наличия углеводородов). Вообще, сейсмические атрибуты можно рассматривать как расчеты/представления, которые усиливают корреляционную связь между амплитудой сейсмической волны и исследуемым свойством продуктивного пласта.

Уровень техники

Данный раздел знакомит читателя с разными аспектами текущего состояния рассматриваемого вопроса, которые могут относиться к различным

особенностям настоящего раскрытия, описанным и/или заявленным ниже. Представляется, что это рассмотрение позволит читателю ознакомиться с информацией об уровне технике уровне и будет способствовать лучшему пониманию различных особенностей настоящего раскрытия. Соответственно, приводимое изложение следует воспринимать с учетом этого, а не как заявление конкретного уровня техники.

Сейсмический анализ или разведка включает формирование изображения или карты подземной области Земли, в процессе которого направляют звуковую (сейсмическую) энергию в геологическую среду и регистрируют отраженную звуковую энергию, возвращающуюся от геологических слоев, находящихся внутри подземной области. Построение сейсмических изображений является попыткой представления свойств продуктивного пласта соответствующей подземной области.

Когда волны звуковой энергии направляются в геологическую среду, может происходить их рассеяние на пакете геологических слоев (например, внутри продуктивного пласта) с получением временно́й последовательности частотно-зависимых амплитуд сейсмических волн. Характеристики рассеяния могут быть записаны в виде соответствующей зависимости частотно-зависимых амплитуд от выноса (FAVO). Зарегистрированные зависимости FAVO далее могут быть подвергнуты анализу для получения заключения о свойствах продуктивного пласта подземной области. Например, зависимости FAVO могут быть подвергнуты анализу на предмет содержания флюидов в подземной области, ее пористости, плотности или скорости распространения сейсмических волн, информации о поперечных волнах, и/или индикаторах флюида (признаках наличия углеводородов), на основе сейсмических атрибутов (т.е., амплитуды), и также с учетом расстояния между источником и приемником (т.е., выноса). Поскольку сейсмический анализ на основе FAVO может учитывать различные свойства геологических слоев (например, толщину слоя, скорость распространения сейсмической волны, плотность) и свойства падающей волны (например, угол падения и частоту), и поскольку свойства геологического слоя могут, в свою очередь, зависеть от породы и флюида, или свойств продуктивного пласта (например, толщины слоя, состава пород, флюида и т.д.), полученная в анализе зависимость FAVO может быть комплексной, и может быть представлена действительными компонентами и также мнимыми

компонентами, или абсолютной величиной и фазой, в виде функции частоты. Таким образом, полученная зависимость FAVO может быть многомерной, и ее интерпретация может быть затруднена по сравнению с зависимостями другого типа, полученными другими способами интерпретации сейсмических сигналов, например, обычного сейсмического анализа изменений амплитуды от выноса (AVO – от англ. amplitude variation with offset). FAVO является частным случаем сейсмического атрибута и используется для объяснения существа процесса. Этот способ применим к другим сейсмическим атрибутам или также упорядоченным данным сейсморазведки по методу общей глубинной точки (МОГТ) до суммирования.

Сущность изобретения

Далее приводится изложение раскрытия представленных здесь некоторых вариантов осуществления. Следует понимать, что раскрытые особенности предназначены только для ознакомления читателя с кратким описанием некоторых вариантов осуществления, и эти особенности не предназначены для ограничения области притязаний изобретения. Напротив, раскрытие может охватывать различные особенности, которые могут и не быть представлены ниже.

Для анализа сейсмических атрибутов может быть использовано машинное обучение. Например, в одном или более вариантах осуществления может быть реализована система машинного обучения для анализа соотношения/корреляции между по меньшей мере одним сейсмическим атрибутом и по меньшей мере одним свойством продуктивного пласта. В частности, в одном или более вариантах осуществления, машинное обучение может быть использовано для анализа зависимости (FAVO) частотно-зависимых изменений амплитуды от выноса для прогнозирования по меньшей мере одного свойства продуктивного пласта, связанного с анализируемыми зависимостями FAVO. Кроме того, помимо анализа зависимостей FAVO, в других вариантах осуществления методы машинного обучения могут быть использованы для анализа, например, расчетных сейсмических атрибутов и/или инвертированных сейсмических атрибутов. Хотя в некоторых вариантах осуществления могут анализироваться зависимости FAVO, в других вариантах осуществления может выполняться анализ сейсмических атрибутов других типов. В частности, помимо FAVO, в качестве входных данных могут использоваться и другие сейсмические

атрибуты. Кроме того, сейсмические атрибуты других типов могут быть использованы вместе с зависимостями FAVO для прогнозирования свойств продуктивных пластов.

Для того чтобы научить систему машинного обучения находить соотношения/корреляции между сейсмическим атрибутами и свойствами продуктивного пласта, система машинного обучения сопоставляет сейсмические атрибуты скважины с набором свойств продуктивного пласта такой же скважины (т.е., профилем свойств пласта в данной скважине). После выполнения многочисленных сравнений между сейсмическими атрибутами многих скважин с многочисленными профилями соответствующих свойств продуктивного пласта тех же скважин, система машинного обучения может выучить соотношения/корреляции между сейсмическими атрибутами и свойствами продуктивного пласта.

Однако обучение системы машинного обучения может вызывать трудности, поскольку процесс получения каждого профиля свойства продуктивного пласта для скважины и процесс получения сейсмических атрибутов скважины может занимать много времени и также требовать больших затрат. Например, при использовании традиционных способов, специалисту по сейсмической съемке обычно потребуется фактически осуществить съемку в сейсмической области, фактически пробурить скважину в сейсмической области и фактически выполнить необходимые измерения. В результате он получит один профиль свойств продуктивного пласта и один набор сейсмических атрибутов, которые могут быть использованы для обучения системы машинного обучения. Поэтому, для того, чтобы провести обучение системы с машинным обучением с использованием сотен или тысяч профилей свойств продуктивного пласта, специалисту потребовалось бы выполнить сотни или тысячи фактических съемок и бурений.

В отличие от обычных способов, в одном или более вариантах осуществления при обучении системы с машинным обучением могут использоваться смоделированные профили свойств продуктивного пласта и смоделированные сейсмические атрибуты. Другими словами, как это будет более подробно показано ниже, в одном или более вариантах осуществления могут генерироваться моделированные свойства продуктивного пласта для большого числа моделей скважин (т.е., "псевдоскважин"), и в одном или более

вариантах осуществления могут генерироваться сейсмические атрибуты для этих псевдоскважин. Генерирование каждой псевдоскважины может быть основано на фактических сейсмических данных продуктивного пласта, для которого сформирована эта псевдоскважина. Таким образом, для псевдоскважин, относящихся к какому-либо продуктивному пласту, профили свойств пласта могут быть сгенерированы на основе фактических сейсмических данных этого общего для них продуктивного пласта (например, данных продуктивного пласта). Профиль свойств пласта для псевдоскважины может включать такие свойства, как, например, толщина, состав породы (литология), флюиды, процентное содержание песка, процентное содержание сланцевой глины и т.д.

В одном или более вариантах осуществления, полученные моделированием сейсмические атрибуты для псевдоскважины могут включать одну или более зависимости сгенерированного сейсмического атрибута для этой псевдоскважины. Вообще, если набор зависимостей сейсмического атрибута для скважины демонстрирует упорядоченный характер, этот упорядоченный характер может быть использован для прогнозирования свойств продуктивного пласта в этой скважине. Однако использование человеческого глаза или обычных компьютерных алгоритмов для определения такой упорядоченной зависимости может быть неточным, предвзятым и нереалистичным. Возвращаясь к примеру с FAVO, можно сказать, что определение/идентификация упорядоченного характера в наборе зависимостей FAVO может быть нереалистичным, поскольку каждая зависимость FAVO может быть многомерной, так как является функцией многих свойств геологического слоя, в сравнении с зависимостями, определенными с использованием обычных методов интерпретации сейсмических явлений. В отличие от зависимостей FAVO, зависимости, основанные на обычных методах интерпретации сейсмических явлений, могут быть функцией одного свойства геологического слоя. По этой причине, вместо использования человеческого глаза или обычных компьютерных алгоритмов, модель с машинным обучением в одном или более вариантах осуществления также может быть обучена прогнозированию свойств продуктивного пласта для, например, скважин продуктивного пласта, на основе набора зависимостей FAVO или других сейсмических атрибутов.

В частности, вычислительные модели глубинного обучения, например, сверточная нейронная сеть (CNN – от англ. Convoluted Neural Network), или

нейронная сеть с долгой краткосрочной памятью (LSTM – от англ. Long Short-Term Memory network) и/или сети типа рекуррентных нейронных сетей (RNN – от англ. Recurrent Neural Networks), могут реализовать глубокие структуры, которые имитируют процесс обучения в мозгу человека. Эффективность таких моделей глубокого обучения была доказана при определении сложных структур в многомерных (многопараметрических) данных. Например, в последнее время методами глубокого обучения получены обнадеживающие результаты в области распознавания изображений и речи. В одном или более вариантах осуществления, внедрение моделей глубокого обучении, которые добавляют ряд скрытых слоев с различными наборами нейронов в каждом слое к модели простой нейронной сети, порождает глубокую нейронную сеть. Как более подробно описано ниже, надлежаще обученная модель глубокого обучения может, при получении сейсмических атрибутов скважины, предсказывать/прогнозировать свойства продуктивного пласта на основе полученных сейсмических атрибутов. Например, один или более вариантов осуществления может принимать набор полученных зависимостей сейсмических атрибутов для скважины, один или более вариант осуществления может генерировать реалистичные и точные прогнозы относительно свойств продуктивного пласта скважины, по сравнению с прогнозами, вырабатываемыми при ручных вычислениях или при использовании обычных компьютерных алгоритмов.

Краткое описание чертежей

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

на фиг. 1 представлена структурная схема различных способов, которые могут быть осуществлены на основе анализа сейсмических данных, полученных системой сейсмической разведки, в соответствии с представленными здесь вариантами осуществления;

на фиг. 2 схематически показана система морской съемки в морской среде;

на фиг. 3 схематически показана система наземной съемки;

на фиг. 4 представлена блок-схема вычислительной системы, которая может выполнять описанные здесь операции с использованием данных,

полученных системой морской съемки, показанной на фиг. 2, и/или системой наземной съемки, показанной на фиг. 3;

на фиг. 5 представлена структурная схема осуществления способа, реализуемого вычислительной системой, показанной на фиг. 4, для прогнозирования значений свойств продуктивного пласта для скважин, относящихся к одному углеводородному пласту;

на фиг. 6 представлена диаграмма, иллюстрирующая рассеяние волн в продуктивном пласте толщиной L, в котором характеристики рассеяния могут быть получены по зависимости частотно-зависимых изменений амплитуды от выноса (FAVO);

на фиг. 7 представлен набор диаграмм, иллюстрирующих типовые зависимости FAVO для скважины в сланцевой породе и зависимости FAVO для пескопроявляющей скважины, вместе с соответствующими свойствами продуктивного пласта;

на фиг. 8 представлен набор диаграмм, иллюстрирующих типовые зависимости FAVO для разной текучей среды в скважине, вместе с соответствующим профилем свойства в продуктивном пласте; и

на фиг. 9 представлена структурная схема осуществления способа, который может быть использован вычислительной системой, показанной на фиг. 4, для обучения модели машинного обучения, основанной на сейсмических атрибутах и свойствах продуктивного пласта.

Подробное описание частных вариантов осуществления изобретения

Ниже будут описаны один или более частных вариантов осуществления. Для краткости описания этих вариантов осуществления, в раскрытии приводятся не все признаки фактической реализации. Следует иметь в виду, что при разработке любой практической реализации, как в любом инженерном или конструкторском проекте, для достижения конкретных целей разработчиков необходимо принимать многочисленные специфические для данного случая решения, например, в части соблюдения системотехнических и торгово-промышленных ограничений, которые могут меняться от случая к случаю. Кроме того, следует иметь в виду, что подобная разработка может быть комплексным и продолжительным процессом, но при этом оставаться повседневным процессом конструирования, изготовления и массового выпуска,

в котором заняты обычные специалисты, использующие результаты настоящего раскрытия.

Сейсмические данные могут предоставлять ценную информацию, относящуюся к геологической формации, например, расположение и/или изменение залежей углеводородов в подземной области Земли. На основе сейсмических данных генерируют сейсмические атрибуты для повышения чувствительности определения свойств продуктивного пласта в процессе сейсморазведки. Как было показано ниже, одной из разновидностей сейсмических атрибутов является зависимость FAVO. Поскольку сейсмический анализ, основанный на FAVO, является функцией (многих) свойств геологического слоя (например, толщины, скорости распространения сейсмической волны, плотности) и свойств падающей волны (например, угла и частоты), а свойства геологического слоя, в свою очередь, могут зависеть от свойств продуктивного пласта (например, толщины, состава породы, флюида, содержания песка, содержания сланцевой глины, содержания воды и т.д.), зависимость FAVO может быть комплексной, т.е., представленной действительными и мнимыми компонентами, или в виде абсолютной амплитуды и фазы, будучи функцией частоты. Таким образом, зависимость FAVO становится многомерной, несущей большое количество информации о свойствах продуктивного пласта, но сложной для ее интерпретации по сравнению с сейсмической интерпретацией обычными методами, когда зависимость является функцией одного свойства геологического слоя, например, сейсмический анализ обычного изменения амплитуды от сейсмического выноса (AVO).

Для начала следует заметить, что сейсмические данные могут быть получены с использованием разнообразных систем и методов сейсмической разведки, две из которых были рассмотрены со ссылкой на фиг. 2 и 3. Вне зависимости от использованного метода сбора сейсмических данных, после их получения вычислительная система может выполнить анализ полученных сейсмических данных и может использовать результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограмму, карту геологических формаций и т.д.) для выполнения различных операций в ходе разведки углеводородов и в добывающей промышленности. Например, на фиг. 1 представлена структурная схема способа 10, которая более подробно показывает различные процессы, которые могут быть задействованы на основе анализа полученных сейсмических

данных. Хотя шаги способа 10 описаны в конкретном порядке, следует иметь в виду, что выполнение этих шагов может быть в любом подходящем порядке.

Как показано на фиг. 1, на шаге 12 могут быть определены расположения и свойства залежей углеводородов в подземной области Земли, по результатам соответствующей сейсмической разведки на основании анализа сейсмических данных. В некоторых вариантах осуществления, модель с машинным обучением может прогнозировать расположение и/или свойства залежей углеводородов в подземной области посредством анализа сейсмических атрибутов, например зависимостей FAVO.

На основании определенных координат и свойств залежей углеводородов, на шаге 14 могут быть исследованы определенные места или части подземной области. Это значит, что организации, занимающиеся разведкой углеводородов, могут использовать координаты залежей углеводородов для определения координат на поверхности подземной области для бурения. При этом разведывательные организации могут использовать координаты и свойства залежей углеводородов для определения трассы бурения, способа бурения и др.

После установки разведочного оборудования в подземной области, на шаге 16 могут быть извлечены углеводороды, находящиеся в залежах углеводородов, с использованием скважин естественного фонтанирования, скважин механизированной добычи и др. На шаге 18 извлеченные углеводороды могут транспортироваться на нефтеперегонные заводы и другие предприятия, с использованием механизированного транспорта, трубопроводов и др. На шаге 20 извлеченные углеводороды могут быть подвергнуты обработке с использованием различных операций рафинирования для получения других продуктов, содержащих углеводороды.

Следует отметить, что процессы, описанные со ссылкой на способ 10, могут включать другие подходящие процессы, которые могут быть основаны на местах расположения и свойствах залежей углеводородов, в соответствии с сейсмическими данными, полученными посредством одной или более сейсмической съемки. В связи с этим, следует понимать, что упомянутые выше процессы не предназначены для представления исчерпывающего списка процессов, которые могут быть осуществлены после определения мест расположения и свойств залежей углеводородов в подземной области.

С учетом сказанного выше, на фиг. 2 схематически представлена система 22 морской съемки (например, для использования на шаге 12 фиг. 1), которая может быть использована для получения сейсмических данных (например, сигналов колебаний), относящихся к подземной области Земли в морской среде. Вообще, морская сейсмическая съемка, использующая систему 22 морской съемки, может проводиться в океане 24 или другой акватории над подземной областью 26 Земли, лежащей ниже морского дна 28.

Система 22 морской съемки может включать судно 30, источник 32 сейсмических колебаний, сейсморазведочную косу (кабель) 34, приемник 36 и/или другое оборудование для обеспечения получения сейсмических изображений, представляющих геологические формации в подземной области 26 Земли. Судно 30 может буксировать источник 32 сейсмических колебаний (например, решетку пневматических источников сейсмических сигналов), который может вырабатывать энергию, например звуковых волн (например, сейсмических колебаний), направляемых на морское дно 28. Судно 30 также может буксировать сейсморазведочную косу 34, имеющую приемник (например, гидрофоны), который может принимать сейсмические колебания, представляющие выходную энергию источников 32 сейсмических колебаний после их отражения от различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок и т.д.) внутри подземной области 26. Хотя приведенное выше описание системы 22 морской съемки касается одной сейсморазведочной косы 34, следует иметь в виду, что система 22 морской съемки может включать большое число сейсморазведочных кос 34. Кроме того, дополнительные суда 30 могут иметь дополнительные источники 32, сейсморазведочные косы 34 и другое оборудование для обеспечения работы системы 22 морской съемки.

На фиг. 3 схематически представлена наземная система 38 съемки (например, для использования на шаге 12 фиг. 1), которая может быть использована для получения информации, относящейся к подземной области 26 Земли в неморской среде. Наземная система 38 съемки может включать установленные на земле источник 40 сейсмических колебаний и приемник 44. В некоторых вариантах осуществления, наземная система 38 съемки может включать один или более многолучевых источников 40 сейсмических колебаний и один или более приемников 44 и 46. Действительно, для предварительного

ознакомления, рассмотрим наземную систему 38 съемки, включающую наземный источник 40 сейсмических колебаний и два сейсмоприемника 44 и 46. Наземный источник 40 сейсмических колебаний (сейсмовибратор) может быть установлен на поверхности 42 Земли над исследуемой подземной областью 26. Наземный источник 40 сейсмических колебаний может генерировать энергию (например, звуковые волны, сейсмические колебания) которые направлены в подземную область 26 Земли. При достижении различных геологических формаций (например, соляных куполов, разломов, складок и т.д.) в подземной области 26, энергия, вырабатываемая наземным источником 40 сейсмических колебаний, может быть отражена от геологических формаций и принята или зарегистрирована 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, формируя сетевую структуру. При этом каждый наземный приемник 44 или 46 может принимать отраженное сейсмическое колебание в ответ на энергию, направленную на подземную область 26 посредством источника 40 сейсмических колебаний. В некоторых случаях одно сейсмическое колебание, созданное источником 40 сейсмических колебаний, может быть отражено различными геологическими формациями и принято разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, источник 40 сейсмических колебаний может излучать энергию, которая может быть направлена на подземную область 26 в виде сейсмического колебания 48. Первый приемник 44 может принимать отражение сейсмического колебания 48 от одной геологической формации, а второй приемник 46 может принимать отражение сейсмического колебания 48 от другой геологической формации. При этом первый приемник 44 может принимать отраженное сейсмическое колебание 50, а второй приемник 46 может принимать отраженное сейсмическое колебание 52.

Вне зависимости от того, как получены сейсмические данные, вычислительная система (например, используемая на шаге 12 на фиг. 1) может анализировать сейсмические колебания, получаемые приемниками 36, 44, 46, для определения сейсмической информации, относящейся к геологической структуре, расположению и свойству залежей углеводородов и др., в подземной области 26. На фиг. 4 представлена блок-схема частного варианта осуществления такой вычислительной системы 60, которая может выполнять

различные операции по анализу данных, для анализа сейсмических данных, принятых приемниками 36, 44, 46, для определения структуры и/или прогнозирования свойств геологических формаций в подземной области 26.

Как показано на фиг. 4, вычислительная система 60 может включать коммуникационное устройство 62, процессор 64, запоминающее устройство 66, порты 70 ввода/вывода (I/O) и дисплей 72. В некоторых вариантах осуществления, в вычислительной системе 60 может отсутствовать один или более из указанных компонентов – дисплей 72, коммуникационное устройство 62 и/или порты 70 ввода/вывода. Коммуникационным устройством 62 может быть беспроводной компонент или коммуникационный компонент с проводным соединением, осуществляющий связь между приемниками 36, 44, 46, одной или более базами 74 данных, другими вычислительными устройствами и/или другими устройствами, обладающими средствами связи. В одном варианте осуществления, вычислительная система 60 может получать приемные данные 76 (например, сейсмические данные, сейсмограммы и т.д.) посредством сетевого компонента, базы 74 данных или др. Процессор 64 вычислительной системы 60 может выполнять анализ или обработку приемных данных 76 для определения различных признаков, относящихся к геологическим формациям в подземной области 26 Земли.

Процессором 64 может быть компьютерный процессор или микропроцессор любого типа, обеспечивающий выполнение компьютерно-исполняемой программы. Процессор 64 может также включать несколько процессоров, которые могут выполнять описываемые ниже операции. Запоминающее устройство 66 и накопитель 68 могут быть любыми подходящими готовыми изделиями, которые могут служить в качестве среды для хранения компьютерно-исполняемой программы, данных и т.д. Эти готовые изделия могут представлять компьютерно-читаемую среду (например, любое ЗУ или накопитель в подходящей форме), которая может хранить компьютерно-исполняемую программу, используемую процессором 64 при выполнении описываемых здесь операций. Обычно процессор 64 может выполнять компьютерные программы, включающие программы обработки сейсмических данных, полученных посредством приемников сейсмической съемки, в соответствии с раскрытыми здесь вариантами осуществления.

Запоминающее устройство 66 и накопитель 68 могут также использоваться для хранения данных, анализа данных, компьютерных программ и т.д. ЗУ 66 и накопителем 68 может быть энергонезависимая компьютерно-читаемая среда/носитель (например, любые подходящие ЗУ и накопитель), которые могут хранить компьютерно-исполняемую программу, используемую процессором 64 для выполнения различных операций, описываемых здесь. Следует отметить, что термин "энергонезависимая" указывает на то, что среда является материальным объектом, а не сигналом.

В одном или более вариантах осуществления, процессор 64 может обеспечивать реализацию нейронной сети. Структура данных, представляющая нейронную сеть, может сохраняться в одном или более вариантах осуществления. Нейронная сеть может включать по меньшей мере некоторое число входных узлов, некоторое число выходных узлов, некоторое число скрытых узлов и соединения между узлами. Узлам или соединениям могут быть присвоены адаптивные весовые коэффициенты. В одном или более вариантах осуществления, нейронной сетью может быть нейронная сеть прямого распространения. Посредством изменения адаптивных весовых коэффициентов, можно обучать нейронную сеть, и это может быть реализовано в модели с машинным обучением. Данные могут вводиться в нейронную сеть через входные узлы, а результаты вычислений могут появляться на выходных узлах. Существует большое количество методов обучения для адаптации нейронной сети, и могут существовать и другие архитектуры нейронной сети.

В одном или более вариантах осуществления, нейронная сеть может быть промоделирована процессором, например процессором 64. В других вариантах осуществления, нейронная сеть (а значит, и модель с машинным обучением) может быть реализована с использованием физических аппаратурных процессоров, цепей и линий передачи данных, либо путем использования специальной микросхемы обработки для нейронной сети.

Портами 70 входа/выхода могут быть интерфейсы, которые могут присоединяться к другим периферийным компонентам, например входным устройствам (например, клавиатуре, мыши), датчикам, модулям ввода/вывода (I/O) и др. Порты 70 I/O позволяют вычислительной системе 60 поддерживать связь с другими устройствами в системе 22 морской съемки, наземной системе 38 съемки и др., с использованием портов 70 I/O.

На дисплей 72 могут выводиться изображения, ассоциированные с программным обеспечением или исполняемыми программами, обрабатываемыми процессором 64. В одном варианте осуществления, дисплей 72 может иметь тачскрин, позволяющий получать входные команды от пользователя вычислительной системы 60. Дисплей 72 также может быть использован для просмотра и изучения результатов анализа полученных сейсмических данных, для определения геологических формаций в подземной области 26, координат и свойств залежей углеводородов в подземной области 26, прогнозирования свойств продуктивного пласта, ассоциированных с одной или более скважинами в подземной области 26, и т.д. Дисплеем 72 может быть дисплей любого типа, например, жидкокристаллический дисплей (LCD), плазменный дисплей, или дисплей на органический светодиодах (OLED). Следует заметить, что помимо описанного вывода изображений посредством дисплея 72, вычислительная система 60 также может формировать изображения с использованием других материальных средств, например бумаги (например, посредством печати) и др.

С учетом сказанного, описанные здесь технические методы также могут быть реализованы с применением суперкомпьютера, в котором используется несколько вычислительных систем 60, облачной вычислительной системы и т.п., для распределения выполняемых процессов по многим вычислительным системам 60. В этом случае, каждая вычислительная система 60, действующая как часть суперкомпьютера, может не включать каждый компонент, упомянутый как часть вычислительной системы 60. Например, каждая вычислительная система 60 может не включать устройство 72 отображения, поскольку для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных, может и не потребоваться нескольких устройств 72 отображения.

После выполнения различных операций обработки сейсмических данных, например, сейсмического анализа на основе FAVO, вычислительная система 60 может сохранять результаты анализа в одной или более базах 74 данных, например, один или более наборов зависимостей FAVO. Базы 74 данных могут быть соединены для связи с сетью, которая может передавать и принимать данные посредством коммуникационного устройства 62 для обмена данными с вычислительной системой 60. Кроме того, базы 74 данных могут хранить информацию, относящуюся к подземной области 26, например, ранее

полученные сейсмограммы, данные геологических проб, сейсмические изображения и др., относящиеся к подземной области 26.

Хотя описанные выше компоненты рассматривались применительно к вычислительной системе 60, следует иметь в виду, что аналогичные компоненты могут составлять вычислительную систему 60. Более того, вычислительная система 60 также может быть частью системы 22 морской съемки или наземной системы 38 съемки, и, таким образом, может осуществлять мониторинг и управление работой источника 32 или 40, приемников 36, 44, 46 и др. Кроме того, следует иметь в виду, что перечисленные компоненты упомянуты в качестве частного примера, а описанные варианты осуществления не должны сводиться к компонентам, описанным со ссылкой на фиг. 4.

В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 60 может вырабатывать двумерные представления или трехмерные представления подземной области 26, основанные на сейсмических данных, полученных посредством упомянутых выше приемников. Кроме того, сейсмические данные, ассоциированные со многими комбинациями источник/приемник, могут быть объединены для формирования почти непрерывного профиля подземной области 26, которая может иметь некоторую протяженность. При двумерной (2-D) сейсмической съемке приемники могут располагаться вдоль одной линии, в то время как в трехмерной (3-D) съемке приемники могут быть распределены по поверхности в виде сети. При этом 2-D сейсмическая съемка может давать картину поперечного сечения (вертикальное сечение) земных слоев, находящихся непосредственно под местом расположения записывающего оборудования. С другой стороны, при 3-D сейсмической съемке может формироваться "куб" данных или объем, который может соответствовать 3-D картине подземной области 26.

Кроме этого, 4-D (или интервальная) сейсмическая съемка может включать сейсмические данные, полученные в ходе 3-D съемки во многие моменты времени. Используя разные сейсмические изображения, полученные в разное время, вычислительная система 60 может сравнить два изображения для выявления изменений в подземной области 26.

В любом случае, сейсмическая съемка может быть собрана из очень большого числа отдельных сейсмических записей и дорожек сейсмограммы (сейсмотрасс). При этом вычислительная система 60 может быть использована

для анализа принятых сейсмических данных для получения изображения, представляющего подземную область 26 (например, вычислительная система может быть использована для выполнения сейсмического анализа на основе FAVO), и для определения и/или прогнозирования расположения и свойства залежей углеводородов. При этом могут быть использованы различные алгоритмы обработки сейсмических данных для удаления шума из полученных сейсмических данных, для переноса предварительно обработанных сейсмических данных, для идентификации сдвигов между многими сейсмическими изображениями, для совмещения многих сейсмических изображений и т.д.

После проведения вычислительной системой 60 анализа полученных сейсмических данных, результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограмма, сейсмические изображения, карта геологических формаций и т.д.) могут быть использованы для выполнения различных операций в ходе разведки на залежи углеводородов и промышленной добыче. Например, как было описано выше, полученные сейсмические данные могут быть использованы для осуществления способа 10, представленного на фиг. 1, где подробно показаны различные процессы, которые могут быть реализованы на основе анализа полученных сейсмических данных. При этом вычислительная система 60 может быть усовершенствована в части выполнения специальных программ сверх возможностей обычного компьютера. В частности, вычислительная система 60 может выполнять сейсмический анализ на основе FAVO и анализировать полученные сейсмическим анализом на основе FAVO результаты, используя, например, машинное обучение. При этом вычислительная система 60 может быть обучена для прогнозирования свойств продуктивного пласта, например, типов породы и флюида в месте расположения скважины, на основе принятого набора зависимостей FAVO вблизи этой скважины. Прогнозы, полученные посредством одного или более вариантов осуществления, могут быть более точными по сравнению с прогнозами, полученными посредством зрительного восприятия человека, или на основании обычных компьютерных алгоритмов.

С учетом сказанного, на фиг. 5 представлена структурная схема осуществления способа 80, который может быть использован вычислительной системой 60 для прогнозирования одного или более значений свойства

продуктивного пласта для одной или более скважин, в соответствии с одним или более представленными здесь вариантами осуществления. В некоторых вариантах осуществления, по меньшей мере некоторые из шагов способа 80 могут быть выполнены в другом порядке или вообще исключены. Более того, в то время как шаги способа 80 описаны выполняемыми процессором 64 вычислительной системы 60, следует понимать, что любые подходящие устройства или системы, или их комбинации, включающие процессор 64, могут выполнять шаги способа 80, например, процессоры или схемы вычислительных устройств или систем, не входящие в вычислительную систему 60, но связанные с ней обменом данными, а для выполнения шагов способа 80 может использоваться процессор 64, работающий совместно с программным обеспечением, хранящимся на материальном машиночитаемом носителе, или использующий его.

Как показывает шаг 82, процессор 64 может принять данные продуктивного пласта. Эти данные продуктивного пласта могут включать данные в любой форме, относящиеся к продуктивному пласту и, как показано выше, данные продуктивного пласта могут включать фактические данные о подземной области 26. Например, данные продуктивного пласта могут включать данные от уже имеющихся скважин этого пласта. Данные продуктивного пласта могут включать данные, относящиеся к накопившимся записям картины пород разных типов и тенденциям изменений пород и сейсмических свойств (например, данные, относящиеся к толщине, составу пород, флюиду и т.д.). В некоторых вариантах осуществления данные продуктивного пласта могут включать каротажные диаграммы (например, данные за длительный период времени для реальной скважины того же продуктивного пласта).

Как было описано выше, для обучения модели с машинным обучением распознаванию отношений/корреляций между сейсмическими атрибутами и свойствами продуктивного пласта, система с машинным обучением может сравнить сотни или тысячи профилей свойств продуктивного пласта с соответствующими им атрибутами. Кроме того, как было показано выше, для получения этих многочисленных профилей свойств продуктивного пласта для обучения системы с машинным обучением, в одном или более вариантах осуществления могут генерироваться модели скважин, или псевдоскважины. На шаге 84, процессор 64 может генерировать профили свойства продуктивного

пласта для группы (например, сотен или тысяч) этих моделированных скважин (т.е., псевдоскважин). Генерированные профили свойств продуктивного пласта могут быть основаны на данных реального продуктивного пласта одной или более известных скважин в съемке. Этими известными скважинами в съемке могут быть, например, известные скважины, относящиеся к одному продуктивному пласту. Таким образом, большое количество (псевдо) данных может быть получено в относительно короткое время, для использования в обучении системы с машинным обучением. Кроме того, (псевдо) профили свойства продуктивного пласта могут генерироваться при значительно меньших затратах и со значительно меньшим риском в сравнении с получением профилей реального продуктивного пласта.

Как было показано выше, профиль свойств продуктивного пласта псевдоскважины может быть основан на данных продуктивного пласта, либо на данных о других скважинах, которые относятся к этому же пласту, что и псевдоскважина. Псевдоскважинами можно моделировать скважины любого подходящего вида, например скважину с текучей средой из продуктивного пласта, например газом, соленой водой, нефтью, остаточным палеогазом, газом малого насыщения и т.д. Процессор 64 может генерировать один или более профилей свойств продуктивного пласта для псевдоскважин, причем один или более профилей свойств продуктивного пласта отражает свойства пласта для скважин, относящихся к данному продуктивному пласту.

Профиль свойств продуктивного пласта для псевдоскважины может включать разные свойства пласта (например, включающие пористость, насыщение флюидом, долю глины и т.д.) в псевдоскважине. В некоторых вариантах осуществления, процессор 64 может генерировать (псевдо-) профили свойств продуктивного пласта, которые представляют информацию о свойствах продуктивного пласта по глубине псевдоскважины. Например, каждый профиль свойств продуктивного пласта может включать измерения коэффициента глинистости (V_{sh}) скважины на разных глубинах псевдоскважины. Следует иметь в виду, что профили свойств продуктивного пласта могут представлять любое подходящее свойство продуктивного пласта или комбинацию свойств пласта, включая, помимо прочего, песчаную фракцию, долю глины, состав текучей среды, толщину, состав породы, пористость (P_{hit}), насыщенность,

скорость (V_p) первичной волны (P-wave), скорость (V_s) вторичной волны (S-wave), плотность и т.д. Псевдоскважинами могут быть скважины любого подходящего типа, например, скважинами с газом, флюидом, минерализованной водой, нефтью, остаточным палеогазом, газом малого насыщения и т.д.

На шаге 86, процессор 64 может генерировать один или более сейсмический атрибут для каждого псевдопрофиля свойства продуктивного пласта. Эти один или более сейсмические псевдоатрибуты могут включать, например, зависимости частотно-зависимых изменений частоты от выноса (FAVO). Один или более сейсмических псевдоатрибутов могут генерироваться для каждого псевдопрофиля свойств продуктивного пласта, который был генерирован на шаге 84.

На шаге 88, процессор 64 может обучать модель с машинным обучением на основе сейсмических атрибутов (например, зависимостей FAVO) и свойств продуктивного пласта, как это более подробно описано ниже. Например, согласно приведенному выше описанию, модель/система с машинным обучением может быть обучена путем сравнения наборов сейсмических атрибутов с соответствующими наборами свойств продуктивного пласта. Таким путем модель/система с машинным обучением может выучить соотношения/корреляции между сейсмическими атрибутами и атрибутами продуктивного пласта. В некоторых вариантах осуществления, моделью с машинным обучением может быть моделью глубокого обучения, хотя можно предположить любую подходящую модель машинного обучения.

На шаге 90, процессор 64 может генерировать библиотеку выученных ассоциаций/корреляций между сейсмическими атрибутами (например, зависимостями FAVO) и свойствами продуктивного пласта, которые выучила модель с машинным обучением. В частности, процессор 64 может использовать модель с машинным обучением для генерирования библиотеки свойств продуктивного пласта, коррелированных с сейсмическими атрибутами. Использование модели с машинным обучением для генерирования библиотеки коррелированных свойств продуктивного пласта и сейсмических атрибутов представляет собой определенное улучшение по сравнению с обычными системами, а усовершенствованная вычислительная система 60 имеет повышенные функциональные возможности. В частности, обучение модели с

машинным обучением путем использования сейсмических атрибутов и свойств продуктивного пласта в псевдоскважинах повышает точность и эффективность прогнозирования вычислительной системой 60, в сравнении с анализом, выполняемым, например, с вычислительной системой, реализующей обычные компьютерные алгоритмы.

После обучения модели с машинным обучением с использованием данных псевдоскважины, полученных моделированием, модель с машинным обучением может далее получить входные данные в форме информации, относящейся к действительным, реально существующим сейсмическим областям. Обученная модель с машинным обучением затем может генерировать прогнозы, относящиеся к фактическим, реально существующим сейсмическим областям на основе результатов предыдущего обучения модели с машинным обучением. На шаге 92 процессор 64 может получить реальные данные о скважине, относящейся к продуктивному пласту. На шаге 94 процессор 64 может определить сейсмический атрибут на основе фактических данных о скважине. Процессором 64 может быть определен любой подходящий сейсмический атрибут, например, зависимость FAVO для скважины.

Для прогнозирования свойств продуктивного пласта, в одном или более вариантах осуществления, на шаге 96 процессором 64 может генерироваться полученный моделированием сейсмический атрибут (например, моделированная зависимость FAVO), соответствующий определенному сейсмическому атрибуту, основанному на реальных данных скважины. Далее, на шаге 98, процессор 64 может выполнить калибровку определенного сейсмического атрибута, основанного на реальных данных скважины (например, определенную зависимость FAVO), используя полученный моделированием сейсмический атрибут. Например, процессор 64 может выполнить усреднение значения определенной зависимости FAVO посредством полученной моделированием зависимости FAVO. Полученная калиброванная зависимость FAVO (измеренных сейсмических данных) может быть более точной и/или более полезной зависимостью FAVO (для введения в обученную модель с машинным обучением) за счет, например, удаления шума, удаления неточных значений свойства продуктивного пласта, удаления нежелательных изменений в значениях свойств продуктивного пласта и др., в сравнении с простым введением реально полученной зависимости FAVO в обученную модель с машинным обучением. В

одном или более вариантах осуществления может быть выполнена надлежащая калибровка между реальными и моделированными сейсмическими атрибутами для реального места расположения скважины.

На шаге 100 процессор 64 может генерировать один или более прогнозов/предположений, основанных на введенных фактических сейсмических атрибутах (которыми могут быть, например, подвергнутая калибровке зависимость FAVO или некалиброванная зависимость FAVO). Прогнозы/предположения могут генерироваться на базе полученной в результате обучения библиотеки ассоциаций/корреляций между сейсмическими атрибутами и свойствами продуктивного пласта. Другими словами, процессор 64 может использовать библиотеку для генерирования прогноза о свойствах продуктивного пласта, которые ожидаются согласно введенным сейсмическим атрибутам. Например, процессор 64 может выдавать один или более прогнозов значений свойства продуктивного пласта, соответствующих введенной калиброванной/некалиброванной зависимости FAVO, используя модель с машинным обучением. Таким путем, вычислительная система 60 может использовать способ 80 для прогнозирования одного или более свойств продуктивного пласта, исходя из фактических значений, полученных сейсмической съемкой для скважин, пробуренных в том же углеводородном продуктивном пласте.

На фиг. 9 представлена структурная схема способа 230, которым вычислительная система 60 может воспользоваться для обучения модели с машинным обучением на основе вводимых сейсмических атрибутов, согласно приведенным здесь вариантам осуществления, описанным со ссылкой на шаг 88 на фиг. 5.

В некоторых вариантах осуществления, по меньшей мере часть из шагов способа 230 могут быть выполнены в другом порядке или вообще исключены. Более того, в то время как шаги в способе 230 описаны как выполняемые процессором 64 вычислительной системы 60, следует понимать, что шаги способа 230 могут выполняться любыми подходящими устройствами или системами, или комбинацией подходящих устройств или систем, включая процессор 64, например, устройствами обработки данных или схемами вычислительных устройств, не входящих в вычислительную систему 60, но связанными с ней для обмена данными.

Как показано на шаге 232, для обучения модели с машинным обучением на основе сейсмических атрибутов (например, зависимостей FAVO) и свойствах продуктивного пласта, процессор 64 может принимать набор сейсмических атрибутов для каждой псевдоскважины. В комбинированной зависимости FAVO, одна или более зависимостей FAVO для псевдоскважины могут быть скомбинированы друг с другом. Другими словами, для каждой псевдоскважины процессор 64 может объединять одну или более зависимостей FAVO, ассоциированных с псевдоскважиной.

В некоторых вариантах осуществления, некоторые части зависимостей FAVO могут быть извлечены перед их объединением для генерирования комбинированной зависимости FAVO, для снижения объема вычислительной мощности, используемой для обработки комбинированной зависимости FAVO или для экономии необходимого объема памяти. Эти части могут быть выбраны на основе обычного прогнозирования. Например, процессор 64 может извлечь действительные и мнимые компоненты каждой зависимости FAVO (например, для нескольких частотных компонент), соответствующих 10, 20 и 30 градусам, для генерирования комбинированной зависимости FAVO, поскольку эти углы могут соответствовать типичным разрезам профиля, которые могут быть использованы (и быть в наличии) для прогнозирования. Процессор 64 затем может объединить эти извлеченные части для формирования комбинированной зависимости FAVO для каждой псевдоскважины (например, генерировать комбинированную FAVO сигнатуру для каждой псевдоскважины, которая может быть, например, представлена виде вектора).

На шаге 234, процессор 64 может далее провести обучение модели с машинным обучением путем сравнения сейсмических псевдоатрибутов (например, комбинированных зависимостей FAVO) с соответствующим набором значений псевдосвойств продуктивного пласта). Модель с машинным обучением может определить правила/соотношения/корреляции, которые устанавливают соответствие сейсмических атрибутов связанным с ними значениям свойства продуктивного пласта. Таким путем модель с машинным обучением может быть обучена устанавливать связь определенных сейсмических атрибутов со свойствами продуктивного пласта. Модель с машинным обучением может быть также обучена распознаванию изменяющихся сейсмических атрибутов с будущими значениями свойств продуктивного пласта, тем самым, позволяя

модели с машинным обучением более точно прогнозировать будущие значения свойства продуктивного пласта на основе изменения сейсмических атрибутов и/или изменения значений свойства продуктивного пласта. В другом примере, процессор 64 может вводить изменяющиеся сейсмические атрибуты и высоту общей пористости (PhitH) в газовых скважинах в модель с машинным обучением так, чтобы модель с машинным обучением определила правила, по которым установить соответствие изменяющихся значений сейсмических атрибутов с высотой общей пористости. Таким образом, модель с машинным обучением может быть обучена установлению связи изменяющихся значений свойства продуктивного пласта с будущей высотой общей пористости, тем самым, позволяя модели с машинным обучением более точно прогнозировать изменяющиеся значения свойства продуктивного пласта на основе будущей высоты общей пористости. В еще одном варианте осуществления, процессор 64 может прогнозировать свойства продуктивного пласта, например, количество различных текучих сред (например, минерализованной воды, нефти, воды и т.д.)

Диаграмма фиг. 6 представляет частный случай, иллюстрирующий рассеяние волн, где характеристики рассеяния могут быть получены с использованием зависимости FAVO. Как показано на фиг. 6, продуктивный пласт 130 имеет толщину (Z), равную L, в соответствии с представляемым здесь вариантом осуществления. Продуктивный пласт включает три слоя 132, 134, 136, имеющих разную толщину, скорость сейсмической волны и плотность. При этом имеется четыре сейсмических отражателя 138, 140, 142 и 144 для падающей P-волны 146, воздействующей сверху на продуктивный пласт 130. Сейсмические отражатели 138, 140, 142, 144 из падающей P-волны 146 формируют отраженные волны 148, 150, 152 и 154.

В обычных способах интерпретации сейсмических данных, например, обычном сейсмическом анализе изменения амплитуды при изменении угла выноса (AVO), обычно создается модель только верхнего слоя 132 продуктивного пласта. Сейсмический анализ на основании FAVO может выполнять моделирование всех слоев 132, 134, 136 с учетом нужной фазы (например, временно́й задержки) от каждого слоя 132, 134, 136, с получением, в результате, комплексных частотно-зависимых сейсмических величин, ассоциированных с отраженными волнами 148, 150, 152 и 154.

Зависимость FAVO (демонстрирующая характеристики отражения/рассеяния) может быть представлена в виде действительных и мнимых компонентов в значениях частоты, амплитуды и угла. Например, на фиг. 7 представлена группа графиков, иллюстрирующих частную зависимость 170 FAVO сланцеватой скважины (например, пласт с высоким содержанием глинистых сланцев) и частную зависимость 172 FAVO песчанистой скважины (например, преимущественно песчаный пласт) в функции свойства продуктивного пласта (в частности, объемной глинистости (V_{sh}), как показано), в соответствии с представленными вариантами осуществления (например, с дополнительными примерами зависимостей FAVO, генерированных на шаге 86). Для справки, соответствующие кривые значений объемной глинистости (V_{sh}) 174, 176 представлены рядом с зависимостями 170, 172 FAVO. Эти графики иллюстрируют отражательную способность в зависимостях 170, 172 в функции угла и частоты, и включают действительные компоненты 178, 180 и мнимые компоненты 182, 184.

На фиг. 8 представлена группа графиков, иллюстрирующих частные зависимости 200, 202, 204 FAVO для ситуации, когда текучая среда (например, минерализованная вода, нефть, газ и др.) меняется в скважине с данным профилем свойства продуктивного пласта (кривая V_{sh}), в соответствии с представленными здесь вариантами осуществления (например, другими примерами зависимостей FAVO, генерированных на шаге 86). Использованным в качестве примера свойством продуктивного пласта на фиг. 8 является кривая 206 коэффициента (V_{sh}) глинистости, показанная рядом с зависимостями 200, 202, 204 FAVO. Зависимости 200, 202, 204 FAVO показываю количество минерализованной воды, нефти и газа в скважине на данной глубине. На фиг. 8, зависимости 200, 202, 204 FAVO иллюстрируют отражательную способность в функции угла и частоты и включают действительные компоненты 208, 210, 212 и мнимые компоненты 214, 216, 218. Различия зависимостей FAVO (200, 202, 204) при наличии минерализованной воды, нефти и газа могут быть очень невелики. Вследствие этого, человеческий глаз и обычные компьютерные алгоритмы могут быть не в состоянии различить, что зависимость FAVO для нефти 202 отличается по форме от зависимости FAVO для газа 204. Однако, как было

показано выше, система с машинным обучением в одном или более вариантах осуществления может эффективно различать разные формы.

Использование раскрытых способов анализа зависимостей FAVO посредством модели с машинным обучением для определения упорядоченного характера для обоснования прогнозирования свойств продуктивного пласта может позволить получить более точные прогнозы с большей эффективностью, в частности, если сравнивать их с результатами анализа, например, человеческим глазом или обычными компьютерными алгоритмами. Раскрытые способы могут быть реализованы специальным программированием или разработкой программного обеспечения в, например, запоминающем устройстве 66 вычислительной системы 60, для выполнения процессором 64, для генерирования зависимостей FAVO для профилей свойства продуктивного пласта, обучения модели с машинным обучением на зависимостях FAVO и профилях свойства продуктивного пласта и прогнозирования значений свойства продуктивного пласта на основе зависимостей FAVO измеренных сейсмических данных. В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 60 может включать специальное логическое устройство (например, реализованное аппаратными средствами и/или программными), специально разработанное для выполнения функций раскрытых методов, например, логическое устройство генерирования FAVO, которое вырабатывает зависимости FAVO для профилей свойства продуктивного пласта, обучающее логическое устройство, которое обучает модель с машинным обучением на основе зависимостей FAVO и профилей свойства продуктивного пласта, и прогнозирующее логическое устройство, предсказывающее значения свойства продуктивного пласта на основе зависимостей FAVO. Это логическое устройство может включать неабстрактные усовершенствования обычных компьютерных технологий решением их соответствующих задач быстрее и эффективнее, благодаря тому, что оно было разработано специально для этих задач.

Описанные выше конкретные варианты осуществления были представлены в качестве частных примеров, и следует иметь в виду, что они допускают различные модификации и альтернативные формы реализации. Также надо понимать, что формула изобретения не ограничивается раскрытыми конкретными формами, а, напротив, охватывает все модификации, эквиваленты

и альтернативы, попадающие в пределы существа и области притязаний настоящего раскрытия.

Представленные и заявленные здесь способы относятся и применимы к материальным объектам и конкретным примерам реального характера, которые с очевидностью усовершенствуют рассматриваемую техническую область и, соответственно, не являются абстрактными, нематериальными или сугубо теоретическими. Кроме того, если любой пункт формулы, приложенной к настоящему описанию, содержит один или более элементов, обозначенных как "средства для [выполнения] [функции]..." или "шаг для [выполнения] [функции]...", это означает, что такие элементы должны истолковываться в соответствии со Статьей 35 Свода законов США, пар. 112(f). Однако, в случае формул изобретения, содержащих элементы, определенные иным образом, подразумевается, что их толкование не попадает под действие Статьи 35 Свода законов США, пар. 112(f).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система, включающая процессор, выполненный с возможностью:

генерирования нескольких профилей свойства продуктивного пласта для нескольких псевдоскважин;

генерирования нескольких атрибутов для нескольких псевдоскважин; и

обучения модели с машинным обучением прогнозированию свойств продуктивного пласта для использования при сейсмической разведке над подповерхностной областью, имеющей структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов, посредством сравнения нескольких профилей свойства продуктивного пласта с несколькими атрибутами.

2. Система по п. 1, в которой обеспечивается генерирование нескольких профилей свойства продуктивного пласта на основе принятых данных продуктивного пласта, соответствующих данным углеводородного продуктивного пласта.

3. Система по п. 1, в которой каждый профиль свойства продуктивного пласта из нескольких профилей свойства продуктивного пласта генерируется для соответствующего свойства продуктивного пласта, для каждой псевдоскважины из нескольких псевдоскважин.

4. Система по п. 1, в которой процессор выполнен с возможностью генерирования нескольких профилей свойства продуктивного пласта для нескольких псевдоскважин посредством:

генерирования профилей нескольких скважин для нескольких псевдоскважин;

определения набора свойств продуктивного пласта; и

генерирования профиля каждого свойства продуктивного пласта из нескольких профилей свойства продуктивного пласта из набора свойств продуктивного пласта, для профиля каждой скважины из профилей нескольких скважин.

5. Система по п. 4, в которой профиль каждой скважины из профилей нескольких скважин обеспечивает получение информации о свойстве продуктивного пласта по глубине соответствующей псевдоскважины из нескольких псевдоскважин, причем информация о свойстве продуктивного пласта включает песчаную фракцию, фракцию сланцевой глины, состав текучей среды, толщину, состав породы, пористость, насыщенность, скорость распространения первичной P-волны, скорость распространения вторичной S-волны, плотность, или любую их комбинацию.

6. Система по п. 4, в которой каждое свойство продуктивного пласта из набора свойств продуктивного пласта включает песчаную фракцию, фракцию сланцевой глины, состав текучей среды, толщину, состав породы, пористость, насыщенность, скорость распространения первичной P-волны, скорость распространения вторичной S-волны, плотность, или любую их комбинацию.

7. Способ, в котором:

генерируют несколько профилей свойства продуктивного пласта для нескольких псевдоскважин;

генерируют нескольких атрибутов для нескольких псевдоскважин; и

обучают модель с машинным обучением прогнозированию свойств продуктивного пласта для использования при сейсмической разведке над подповерхностной областью, имеющей структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов, посредством сравнения нескольких профилей свойства продуктивного пласта с несколькими атрибутами.

8. Способ по п. 7, в котором генерируются несколько профилей свойства продуктивного пласта на основе принятых данных продуктивного пласта, соответствующих данным углеводородного продуктивного пласта, причем свойства продуктивного пласта включают песчаную фракцию, фракцию сланцевой глины, состав текучей среды, толщину, состав породы, пористость, насыщенность, скорость распространения первичной волны, скорость распространения вторичной волны, плотность, или любую их комбинацию.

9. Способ по п. 7, в котором данные продуктивного пласта включают песчаную фракцию, фракцию сланцевой глины, состав текучей среды, толщину, состав породы, пористость, насыщенность, скорость распространения первичной P-волны, скорость распространения вторичной S-волны, плотность, или любую их комбинацию.

10. Способ по п. 7, в котором генерируют библиотеку сейсмических атрибутов, ассоциированных со свойствами продуктивного пласта.

11. Способ по п. 10, в котором принимают данные скважины из скважины, относящейся к углеводородному продуктивному пласту.

12. Способ по п. 11, в котором генерируют сейсмический атрибут на основе данных скважины.

13. Способ по п. 12, в котором генерируют моделированный сейсмический атрибут.

14. Способ по п. 13, в котором выполняют калибровку сейсмического атрибута посредством моделированного сейсмического атрибута, для генерирования калиброванного сейсмического атрибута.

15. Способ по п. 14, в котором генерируют один или более прогнозов свойства продуктивного пласта на основе калиброванного сейсмического атрибута, с использованием библиотеки сейсмических атрибутов.

16. Один или более материальных, энергонезависимых, машиночитаемых носителей, содержащих команды, при исполнении которых процессором обеспечивается:

генерирование нескольких профилей свойства продуктивного пласта для нескольких псевдоскважин;

генерирование нескольких атрибутов для нескольких псевдоскважин; и

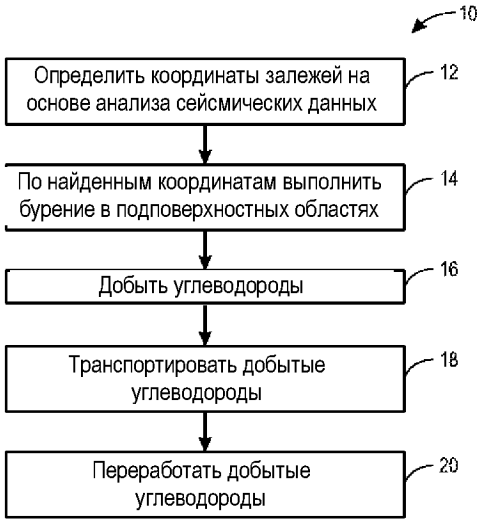
обучение модели с машинным обучением прогнозированию свойств продуктивного пласта для использования при сейсмической разведке над подповерхностной областью, имеющей структурные или стратиграфические особенности, способствующие присутствию, миграции или накоплению углеводородов, посредством сравнения нескольких профилей свойства продуктивного пласта с несколькими атрибутами.

17. Машиночитаемый носитель по п. 16, содержащий команды, при исполнении которых процессором обеспечивается объединение по меньшей мере частей двух или более атрибутов из нескольких атрибутов, ассоциированных с соответствующей псевдоскважиной из нескольких псевдоскважин, для генерирования нескольких объединенных атрибутов, причем несколько профилей свойства продуктивного пласта генерируются на основе принятых данных продуктивного пласта, соответствующих данным углеводородного продуктивного пласта.

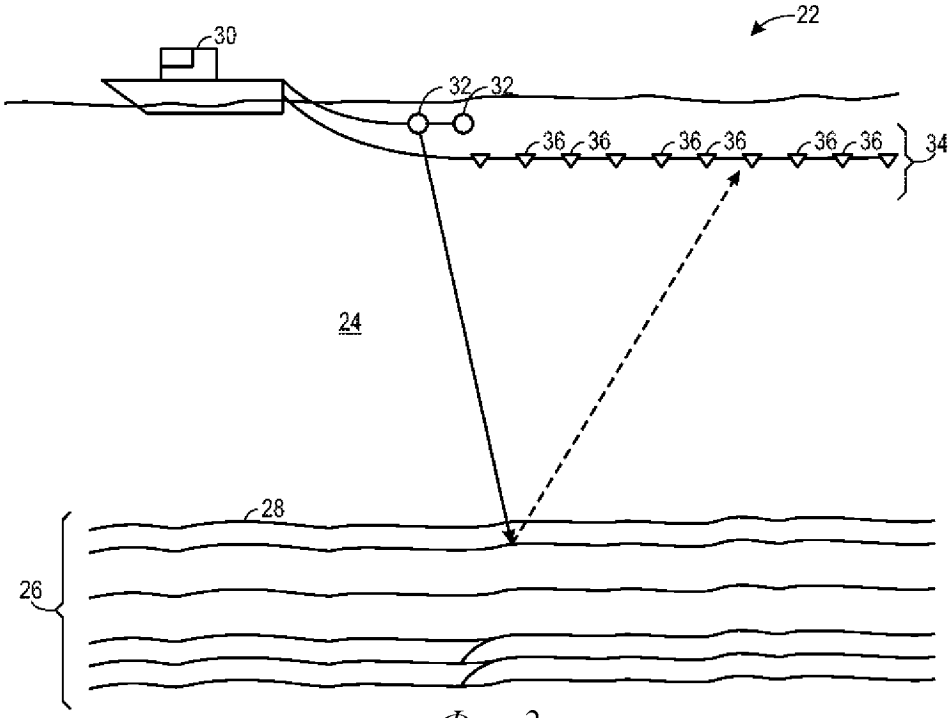
18. Машиночитаемый носитель по п. 17, содержащий команды, при исполнении которых процессором обеспечивается извлечение по меньшей мере частей двух или более атрибутов перед объединением двух или более атрибутов.

19. Машиночитаемый носитель по п. 17, части которого включают действительные и мнимые компоненты каждого атрибута из двух или более атрибутов, ассоциированных с разрезами профиля, используемыми для прогнозирования.

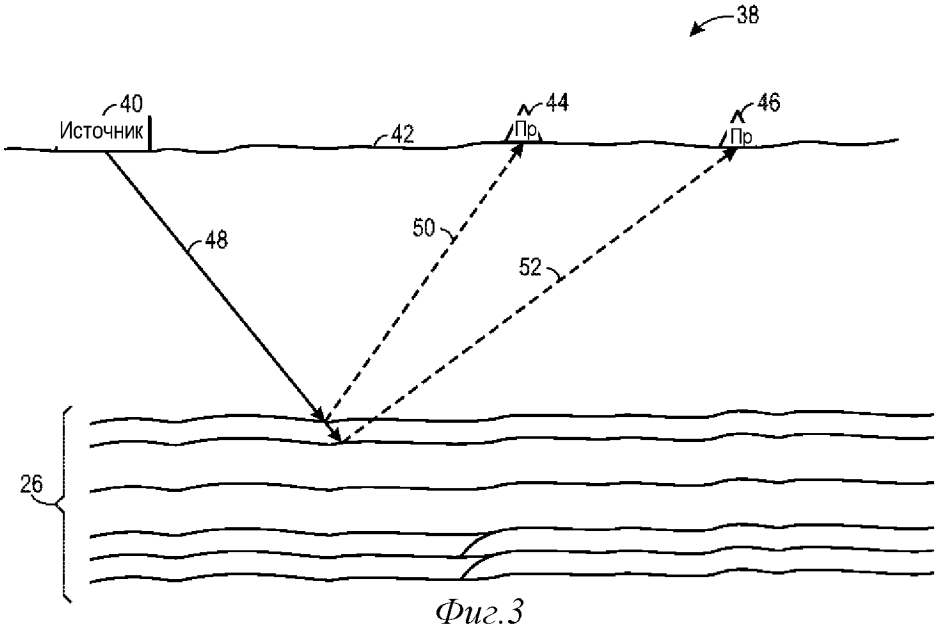
20. Машиночитаемый носитель по п. 17, в котором упомянутое сравнение нескольких профилей свойства продуктивного пласта с несколькими атрибутами включает сравнение нескольких профилей свойства продуктивного пласта с несколькими объединенными атрибутами.


10
Определить координаты залежей на основе анализа сейсмических данных
12
По найденным координатам выполнить бурение в подповерхностных областях
14
Добыть углеводороды
16
Транспортировать добытые углеводороды
18
Переработать добытые углеводороды
20

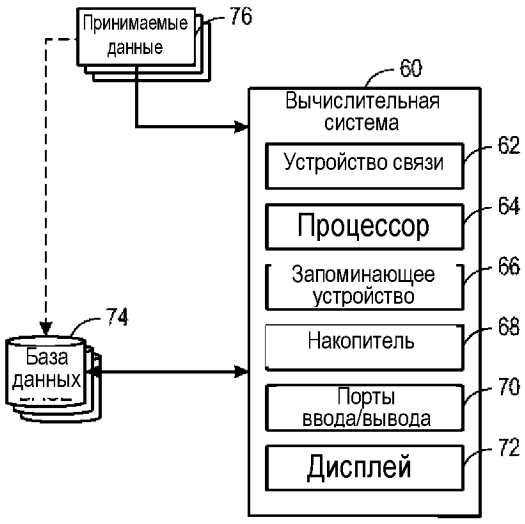
Фиг. 1


22
30
32
32
36
36
36
36
36
36
34
24
28
26

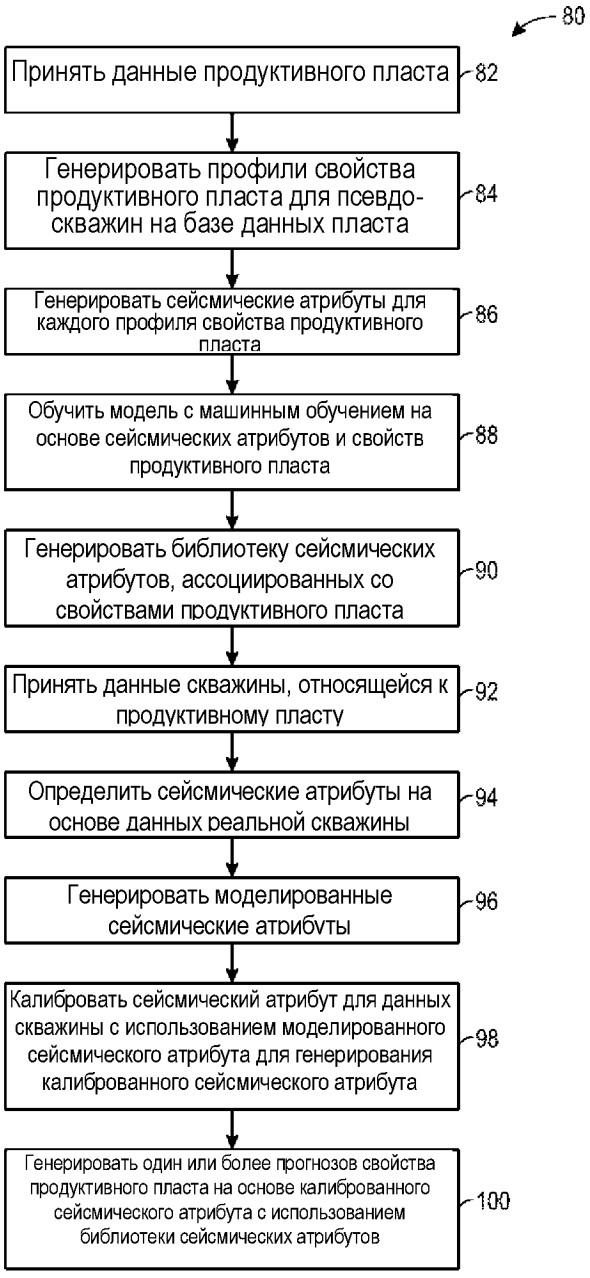
Фиг. 2


38
40
Источник
42
44
Пр
46
Пр
48
50
52
26

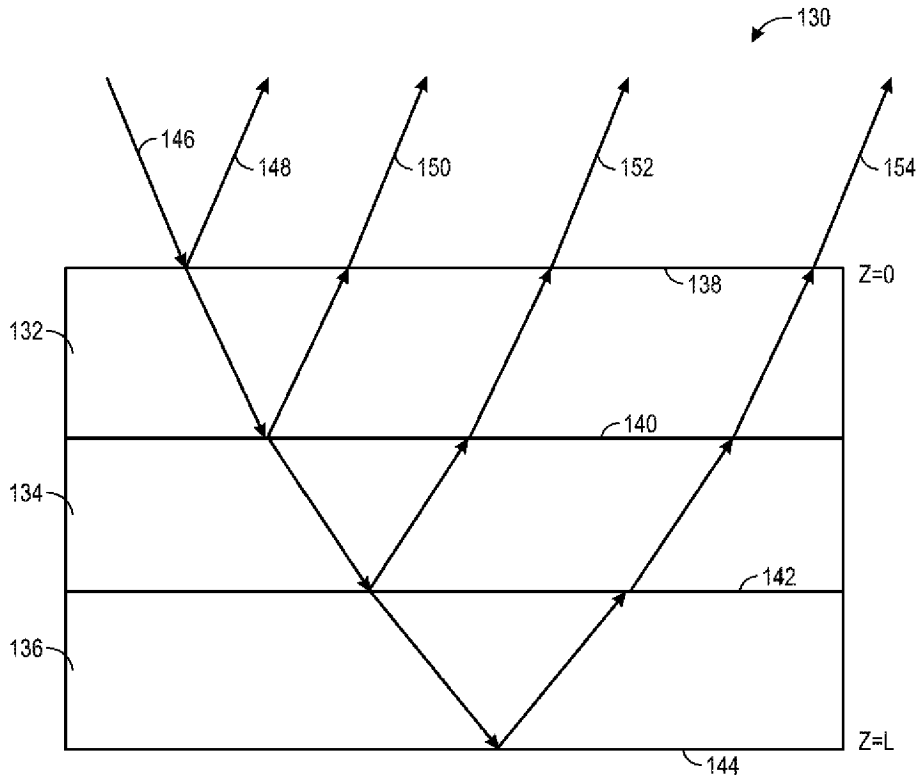
Фиг.3


Принимаемые данные
76
60
Вычислительная система
Устройство связи
62
Процессор
64
Запоминающее устройство
66
Накопитель
68
Порты ввода/вывода
70
Дисплей
72
База данных
74

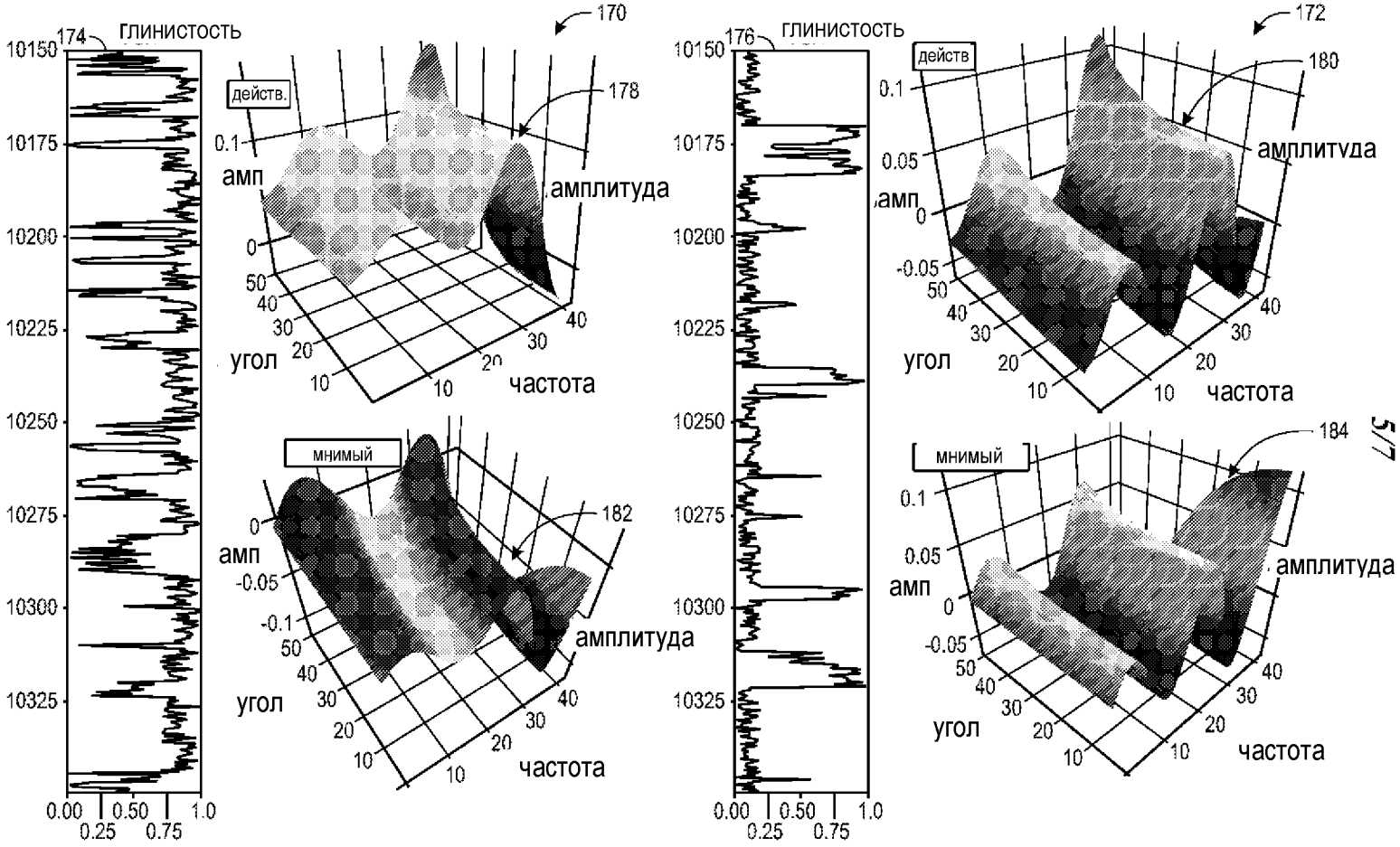
Фиг. 4


80
Принять данные продуктивного пласта
82
Генерировать профили свойства продуктивного пласта для псевдо-скважин на базе данных пласта
84
Генерировать сейсмические атрибуты для каждого профиля свойства продуктивного пласта
86
Обучить модель с машинным обучением на основе сейсмических атрибутов и свойств продуктивного пласта
88
Генерировать библиотеку сейсмических атрибутов, ассоциированных со свойствами продуктивного пласта
90
Принять данные скважины, относящейся к продуктивному пласту
92
Определить сейсмические атрибуты на основе данных реальной скважины
94
Генерировать моделированные сейсмические атрибуты
96
Калибровать сейсмический атрибут для данных скважины с использованием моделированного сейсмического атрибута для генерирования калиброванного сейсмического атрибута
98
Генерировать один или более прогнозов свойства продуктивного пласта на основе калиброванного сейсмического атрибута с использованием библиотеки сейсмических атрибутов
100

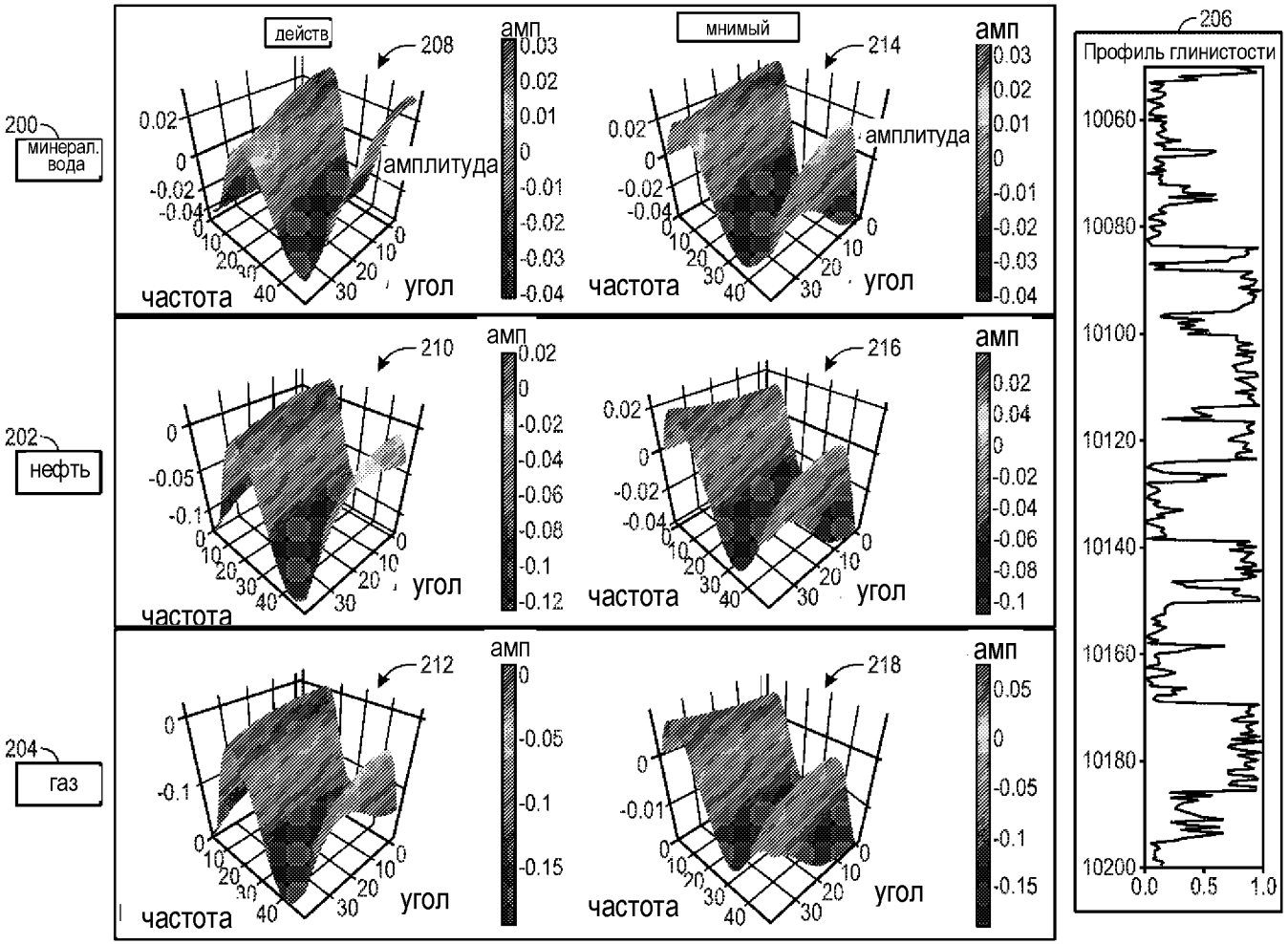
Фиг. 5



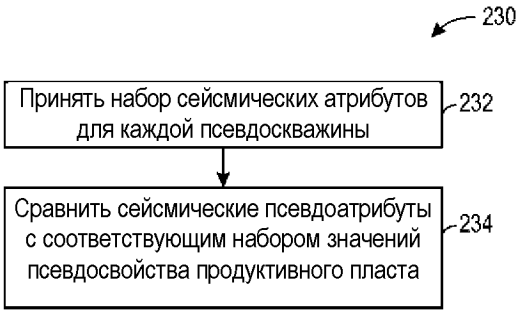
Фиг. 6


174
ГЛИНИСТОСТЬ
10150
10175
10200
10225
10250
10275
10300
10325
0.00
0.25
0.50
0.75
1.0
170
действ.
178
амп
амплитуда
угол
частота
мнимый
182
176
172
180
184

Фиг. 7


200
минерал. вода
202
нефть
204
газ
действ.
мнимый
208
214
210
216
212
218
амплитуда
частота
угол
амп
206
Профиль глинистости
10060
10080
10100
10120
10140
10160
10180
10200
0.0
0.5
1.0

Фиг. 8


230
Принять набор сейсмических атрибутов для каждой псевдоскважины
232
Сравнить сейсмические псевдоатрибуты с соответствующим набором значений псевдосвойства продуктивного пласта
234

Фиг. 9