

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037321**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.03.11

(21) Номер заявки
201991068

(22) Дата подачи заявки
2017.10.25

(51) Int. Cl. **G06T 7/00** (2017.01)
G06T 7/11 (2017.01)
G06T 7/62 (2017.01)

(54) ПРЯМОЕ ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД С ДВУМЯ ИЛИ НЕСКОЛЬКИМИ НЕСМЕШИВАЮЩИМИСЯ ФАЗАМИ

(31) **62/415,050**

(32) **2016.10.31**

(33) **US**

(43) **2019.09.30**

(86) **PCT/US2017/058275**

(87) **WO 2018/081261 2018.05.03**

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

(72) Изобретатель:
Фредрик Джоанн, Лэйн Натан (US)

(74) Представитель:
**Гизатуллина Е.М., Строкова О.В.,
Гизатуллин Ш.Ф., Лебедев В.В.,
Угрюмов В.М., Николаева О.А. (RU)**

(56) GIANNI SCHENA ET AL.: "Pore space network characterization with sub-voxel definition", TRANSPORT IN POROUS MEDIA, KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, DO, vol. 70, no. 2, 31 January 2007 (2007-01-31), pages 181-190, XP019557490, ISSN: 1573-1634, DOI: 10.1007/S11242-006-9094-Z, page 182-184, page 186- 89

RAGNEMALM I. ED - CALDERARA SIMONE ET AL.: "FAST EROSION AND DILATION BY CONTOUR PROCESSING AND THRESHOLDING OF DISTANCE MAPS", PATTERN RECOGNITION LETTERS, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 13, no. 3, 1 March 1992 (1992-03-01), pages 161-166, XP000270846, ISSN: 0167-8655, DOI: 10.1016/0167-8655(92)90055-5, Paragraph bridging p. 162 and 163; page 162, 163

ARASH RABBANI ET AL.: "An automated simple algorithm for realistic pore network extraction from micro-tomography images", JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, vol. 123, 23 August 2014 (2014-08-23), pages 164-171, XP055432824, NL ISSN: 0920-4105, DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.020, figures 5, 6

GABRIELLA SANNITI DI BAJA ED - JOSÉ FRANCISCO MARTÍNEZ-TRINIDAD ET AL.: "Skeletonization of Digital Objects", 1 January 2006 (2006-01-01), PROGRESS IN PATTERN RECOGNITION, IMAGE ANALYSIS AND APPLICATIONS LECTURE NOTES IN COMPUTER SCIENCE; LNCS, SPRINGER, BERLIN, DE, PAGE(S) 1-13, XP019045796, ISBN: 978-3-540-46556-0, page 3

DMITRY B. SILIN ET AL.: "Robust Determination of the Pore Space Morphology in Sedimentary Rocks", SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1 January 2003 (2003-01-01), XP055432713, DOI: 10.2118/84296-MS, page 4-9

(57) Способ анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид, предусматривает сегментирование цифрового изображения объема, соответствующего одному или нескольким изображениям образца горной породы, для того, чтобы связать воксели цифрового изображения объема с поровым пространством или твердым веществом. К каждому вокселю порового пространства применяют трансформанту расстояния. Трансформанта расстояния присваивает вокселю порового пространства значение расстояния, указывающее расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества. Осуществляют численное моделирование для порового пространства, выбирая каждое значение расстояния, присвоенное вокселю порового пространства, которое больше, чем заранее заданное пороговое значение, с целью представления радиуса сферы несмачивающего флюида, внедренного в поровое пространство. Центр сферы находится в вокселе порового пространства, соответствующем этому значению расстояния. Цифровое изображение объема подвергают численному анализу с целью описания свойств вещества образца горной породы при насыщенности несмачивающим флюидом, которая получена за счет дренирования.

B1**037321****037321 B1**

Ссылка на родственные заявки

Согласно настоящей заявке испрашивается приоритет в соответствии с предварительной заявкой на выдачу патента США № 62/415050, поданной 31 октября 2016 г. Ее раскрытие полностью включено в настоящую заявку посредством ссылки.

Предшествующий уровень техники настоящего изобретения При добыче углеводородов важно получать точные глубинные оценки петрофизических свойств толщ горных пород для оценки объемов углеводородов, которые содержатся в этих толщах горных пород, и для разработки стратегии извлечения углеводородов из толщи горных пород. Образцы из толщи горных пород, например, образцы керна или бурового шлама, обычно подвергаются механическим испытаниям в лаборатории с целью измерения петрофизических свойств, например, проницаемости, пористости, пластового коэффициента, модуля упругости и т.п. Для некоторых таких изменений требуются длительные периоды времени, в некоторых случаях они продолжаются в течение нескольких месяцев, это зависит от характера самой горной породы. Оборудование, используемое для этих измерений, также может быть довольно дорогостоящим.

В силу стоимости и времени, требуемого для прямого измерения петрофизических свойств, с целью эффективной оценки физических свойств образцов горных пород, например, пористости, абсолютной проницаемости, фазовой проницаемости, пластового коэффициента, модуля упругости и т.п., включая образцы сложных типов горных пород, например, слабопроницаемых газовых песчаников или карбонатов, могут применять техническое решение "прямого численного моделирования". Согласно этому подходу получают трехмерное томографическое изображение образца породы, например, путем компьютерного томографического сканирования. Воксели в трехмерном изображении объема "сегментируют" (например, путем "пороговой обработки" значений их яркости или другим способом) с тем, чтобы различить скелет горной породы и поровое пространство. Затем выполняют прямое численное моделирование потока флюида или других физических характеристик флюида, например, упругости или электропроводности, из которых могут быть получены пористость, проницаемость (абсолютная и/или фазовая), упругие свойства, электрические свойства и т.п. Для нахождения точного или приближенного решения физических уравнений, моделирующих соответствующие характеристики, могут применять различные численные методы. К этим численным методам относят метод решеточных уравнений Больцмана, метод конечных элементов, метод конечных разностей, метод конечных объемов и т.п.

Краткое описание фигур

Далее для подробного описания примеров осуществления изобретения будет сделана ссылка на прилагаемые чертежи, которые могут быть внемасштабными и на которых

на фиг. 1 показана схема, иллюстрирующая примеры источников образцов горных пород для системы опробования, сконструированной и работающей согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 1В показана блок-схема системы опробования для анализа образцов горных пород согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 1С показана блок-схема вычислительного устройства, пригодного для применения в системе опробования с целью анализа образцов горных пород согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 2 показана функциональная схема способа анализа образцов горных пород, находящихся в разных условиях насыщения, согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 3А показан микроснимок поперечного среза образца горной породы, который пригоден для применения в различных вариантах осуществления, раскрываемых в настоящем документе;

на фиг. 3В показано цифровое представление образца горной породы, показанного на фиг. 3А, согласно разным вариантам осуществления, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 4 показан пример трансформанты евклидова расстояния, выполненной на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 5 показан пример трансформанты расстояния городских кварталов, выполненной на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 6 показан пример трансформанты максимума вписанных сфер, выполненной на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 7 показан пример связей в цифровом представлении образца горной породы, которые выявлены при помощи трансформанты связанных компонент согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 8 показана функциональная схема процесса дренирования, выполненного на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 9 показано применение процесса дренирования, выполняемого на цифровом представлении образца горной породы с проникновением флюида с одной или нескольких сторон, согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 10А показано распределение флюида в цифровой горной породе исходя из моделирования дренирования с проникновением с одной стороны согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 10В показано распределение флюида в цифровой горной породе исходя из моделирования дренирования с проникновением с шести сторон согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 11 показан график эффективной проницаемости по газу, которая определена для цифровой горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 12 показан график данных, полученных способом квазистатической фазовой проницаемости согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе;

на фиг. 13 показан пример распределения воды, полученного путем моделирования дренирования, при котором запрещено проникновение в области, где вода изолирована.

Условные обозначения

В дальнейшем описании и в формуле изобретения термины "включающий в себя" и "содержащий" использованы в неограничивающей форме и, таким образом, их следует толковать как "включая, но не ограничиваясь...". Любое использование любой формы терминов "соединить", "привести в контакт", "прикрепить" или любого термина, описывающего взаимодействие между элементами, не означает, что взаимодействие ограничено прямым взаимодействием между элементами, и может также включать в себя не прямое взаимодействие между описываемыми элементами. Термин "программное обеспечение" включает в себя любой исполняемый код, способный работать на процессоре независимо от носителя, который применяют для хранения программного обеспечения. Таким образом, код, хранимый в запоминающем устройстве (например, энергонезависимом запоминающем устройстве) и иногда называемый "встроенной программой", включен в определение программного обеспечения. Формулировка "исходя из" означает "исходя по меньшей мере отчасти из". Таким образом, если X исходит из Y, X может исходить из Y и любого количества дополнительных факторов.

Краткая сущность изобретения

В настоящей заявке предложен способ анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид, предусматривающий следующие стадии:

сегментирование цифрового изображения объема, соответствующего одному или нескольким изображениям образца горной породы, для того, чтобы связать воксели цифрового изображения объема с поровым пространством или твердым веществом;

для каждого вокселя порового пространства: применение к вокселю порового пространства трансформанты расстояния, при этом трансформанта расстояния присваивает вокселю порового пространства значение расстояния, указывающее расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества;

численное моделирование дренирования образца горной породы путем для порового пространства

выбора каждого значения расстояния, присвоенного вокселю порового пространства в поровом пространстве, которое превышает заранее заданное пороговое значение, с целью представления радиуса сферы несмачивающего флюида, внедренного в поровое пространство, и при этом центр сферы находится в вокселе порового пространства, соответствующем значению расстояния; и

численного анализа цифрового изображения объема с целью описания свойств вещества образца горной породы при флюидонасыщении несмачивающим флюидом, полученным за счет дренирования.

В настоящей заявке также предложена система для анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид. Предложенная система содержит

устройство для получения изображения, рассчитанное на получение цифрового изображения объема, характеризующего образец горной породы; и

вычислительное устройство, соединенное с устройством для получения изображения и включающее в себя

один или несколько процессоров и

одно или несколько запоминающих устройств, соединенных с одним или несколькими процессорами и рассчитанных на хранение команд, которые при выполнении одним или несколькими процессорами конфигурируют один или несколько процессоров для выполнения предложенных выше стадий способа анализа образца горной породы.

Предложен также энергонезависимый машиночитаемый носитель, закодированный при помощи команд для выполнения способа анализа образца горной породы.

Подробное раскрытие настоящего изобретения

Ниже на чертежах и в описании одинаковые части, как правило, обозначены в описании изобретения и на чертежах одними и теми же позициями. Чертежи на фигурах не обязательно представлены в масштабе. Определенные признаки вариантов осуществления могут быть отображены в увеличенном масштабе или в несколько схематичной форме, и некоторые детали общепринятых элементов в интересах ясности или краткости изложения могут быть не показаны. Настоящее раскрытие изобретения допускает варианты осуществления в разных формах. Характерные варианты осуществления подробно

описаны и показаны на чертежах с пониманием того, что настоящее раскрытие изобретения следует рассматривать как пояснение принципов настоящего раскрытия изобретения, и оно не преследует цели ограничить раскрытие тем, что проиллюстрировано и описано в настоящем документе. Следует полностью признавать, что для получения желаемых результатов различные принципы и компоненты описанных ниже вариантов осуществления могут применяться отдельно или в любом подходящем сочетании.

Обычно петрофизические свойства, полученные при прямом численном моделировании, предполагают, что поровое пространство горной породы полностью насыщено одним флюидом. Однако поровое пространство горных пород в геологической среде часто заполнено двумя или несколькими флюидами, и такие способы извлечения углеводородов, как закачка воды или газонапорный режим и извлечение углеводородов впоследствии изменяют распределение порового флюида в геологической среде. Присутствие в поровом пространстве горной породы нескольких несмешивающихся поровых флюидов, таких как вода, нефть и/или газ может существенно повлиять на петрофизические свойства, например, электропроводность, эффективную проницаемость и фазовую проницаемость, которые используют для описания характеристик нефтяных и газовых пластов-коллекторов. К сожалению, общепринятые способы прямого численного моделирования для оценки петрофизических свойств не позволяют учитывать присутствие нескольких флюидов в поровом пространстве.

Варианты осуществления настоящего раскрытия изобретения определяют петрофизические свойства горной породы, насыщенной двумя или несколькими несмешивающимися фазами, при помощи прямого численного моделирования путем заполнения порового пространства горной породы двумя или несколькими флюидами с применением численных методов. Численные методы для заполнения порового пространства основаны на морфологических алгоритмах и аппроксимации таких способов флюидонасыщения, как дренирование и пропитывание. Затем прямые численные моделирования для вычисления петрофизических свойств работают в расчетной области, что однозначно присваивает соответствующие физические свойства флюидов, такие как вязкость флюида, плотность флюида и/или проводимость флюида, подходящие для каждого типа флюида, и/или соответствующие физические свойства, такие как краевой угол смачивания, твердой поверхности, смежной с ячейками одной или нескольких флюидных фаз в расчетной модели.

Морфологические алгоритмы, которые раскрыты в настоящем документе, используемые в вариантах осуществления для заполнения порового пространства разными флюидами, согласуются с процессами насыщения, происходящими в геологической среде. Важно иметь способ насыщения горной породы, который отражает реальные процессы флюидонасыщения, поскольку эти процессы управляют и объемным содержанием, и пространственным распределением поровых флюидов в поровом пространстве. Алгоритмы заполнения порового пространства горной породы поровыми флюидами, не дающие физически обоснованной модели распределения флюида, не приводят к точному моделированию петрофизических свойств. Например, простое предположение, что каждая пора только частично заполнена двумя или несколькими флюидами, приведет к получению неверных электрических свойств.

На фиг. 1А в общем виде показан набор образцов горных пород и анализ образцов горных пород согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. Варианты осуществления настоящего раскрытия изобретения могут быть особенно полезны при анализе образцов горных пород из толщ геологической среды, имеющих важное значение для добычи нефти и газа. На фиг. 1А показаны обстановки 100, в которых согласно различным вариантам осуществления могут быть получены образцы 104 горной породы для анализа при помощи системы 102 опробования. На этих показанных примерах образцы 104 горной породы могут быть получены из наземной буровой системы 106 или из морской (океанической, морской, озерной и пр.) буровой системы 108, каждую из которых используют для извлечения запасов, например, углеводородов (нефти, природного газа и пр.), воды и т.п. В данной области техники важнейший принцип состоит в том, что оптимизация работ по добыче нефти и газа в существенной степени зависит от строения и физических свойств толщ горных пород, в которых наземная буровая система 106 или морская буровая система 108 осуществляет или ранее осуществляла бурение.

Способ, при помощи которого получают образцы 104 горной породы, и внешний вид этих образцов могут значительно различаться. Примеры образцов 104 горной породы, пригодных в связи с вариантами осуществления настоящего раскрытия, включают в себя образцы полноразмерного керна, образцы, взятые боковым пробоотборником, образцы с обнажений, буровой шлам, и синтетические образцы горной породы, созданные в лаборатории, например, песчаные пробки и цементные пробки.

Как показано на фиг. 1А, обстановка 100 включает в себя систему 102 опробования, которая рассчитана на анализ изображений 128 (фиг. 1В) образцов 104 горных пород с целью определения физических свойств соответствующей горной породы в геологической среде, при этом к таким свойствам относятся петрофизические свойства, имеющие отношение к поискам, разведке и добыче нефти и газа.

На фиг. 1В в общем виде показаны составляющие части системы 102 опробования, которая анализирует изображения 128. В общем смысле система 102 опробования включает в себя устройство 122 для получения изображения для получения двумерных (2D) или трехмерных (3D) изображений, а также других представлений образцов 104 горной породы, при этом такие изображения и представления содержат подробности внутреннего строения образцов 104 горной породы. Примером устройства 122 для получе-

ния изображения является рентгеновский сканер для компьютерной томографии, который, как известно в данной области техники, испускает рентгеновское излучение 124, которое взаимодействует с объектом, и измеряет ослабление рентгеновского излучения 124 этим объектом с целью создания изображения его внутреннего строения и составных частей. Конкретный тип, конструкция или другие атрибуты сканера 122 для компьютерной томографии могут соответствовать любому типу рентгеновских устройств, например, микросканеру для компьютерной томографии, который может получать изображение, характеризующее внутреннее строение образца 104 горной породы. Устройство 122 для получения изображения создает одно или несколько изображений 128 образца 104 горной породы и передает эти изображения 128 на вычислительное устройство 120.

Изображения 128, полученные устройством 122 для получения изображения, могут представлять собой трехмерное (3D) цифровое изображение объема (т.е., цифровую горную породу), состоящее или созданное из некоторого количества двумерных (2D) разрезов образца 104 горной породы. В этом случае каждое изображение объема разделено на правильные 3D элементы, которые называют элементами объема или, чаще всего, "вокселями". В общем случае каждый воксель представляет собой куб, стороны которого имеют равную длину по направлениям x , y и z . С другой стороны, само цифровое изображение 128 объема может содержать разное количество вокселей по направлениям x , y и z . Каждый воксель в цифровом объеме имеет соответствующее численное значение или амплитуду, которая представляет относительные свойства материала изображаемого образца в том местоположении среды, которое представлено цифровым объемом. Диапазон этих численных значений, который широко известен как диапазон оттенков серого цвета, зависит от типа цифрового объема, точности представления значений (например, 8-битные или 16-битные значения) и т.п. Например, 16-битные значения данных позволяют вокселям рентгеновского томографического изображения объема иметь значения амплитуды от 0 до 65 536 с точностью представления 1.

Как было упомянуто выше, устройство 122 для получения изображения передает изображения 128 на вычислительное устройство 120, которое в примере на фиг. 1В может быть вычислительным устройством любого типа, например настольным компьютером или рабочей станцией, портативным персональным компьютером, сервером, планшетом и пр. Вычислительное устройство 120 будет содержать аппаратные и программные компоненты, которые как правило встречаются в общепринятых вычислительных устройствах. Как видно из фиг. 1В, эти аппаратные и программные компоненты вычислительного устройства 120 включают в себя испытательный инструмент 130, который рассчитан на анализ изображений 128 с целью определения петрофизических свойств образца 104 горной пород при одном или нескольких модельных условиях флюидонасыщения, включая условия флюидонасыщения, которые могут быть обнаружены в толщах горных пород геологической среды. В этой связи испытательный инструмент 130 может быть реализован в виде программного обеспечения, аппаратного обеспечения или их сочетания, включая необходимую и полезную логику, команды, программы и алгоритмы для выполнения функций и способов, которые подробно описаны далее в настоящем документе. В общем смысле испытательный инструмент 130 рассчитан на анализ изображения 128 объема образца 104 горной породы с целью выполнения прямого численного моделирования петрофизических свойств при условиях флюидонасыщения, отражающих условия геологической среды в толще горных пород, включая степени изменения насыщенности несколькими флюидами.

На фиг. 1С в общем виде показана архитектура вычислительного устройства 120 в системе 102 опробования согласно различным вариантам осуществления. В этом примере архитектуры вычислительное устройство 120 включает в себя один или несколько процессоров 902, которые могут иметь различные конфигурации ядер и тактовых частот, доступные в отрасли. Ресурсы памяти вычислительного устройства 120, предназначенные для хранения данных и/или программных команд с целью их выполнения одним или несколькими процессорами 902, включают в себя одно или несколько накопительных устройств 904, которые служат в качестве основной памяти во время работы вычислительного устройства 120, и одно или несколько запоминающих устройств 910, которые реализованы, например, в виде одного или нескольких энергонезависимых твердотельных накопителей, магнитных или оптических дисков или оперативной памяти. Для соединения соответствующих периферийных устройств, таких как мониторы, клавиатуры, мыши, тачпады, тачскрины, принтеры и т.п., предусматривают один или несколько интерфейсов 906 периферийных устройств. Сетевые интерфейсы 908, которые могут иметь вид Ethernet-адаптеров, беспроводных приемопередатчиков, серийных сетевых компонентов и т.п., предусматривают для облегчения связи с вычислительным устройством 120 посредством одной или нескольких сетей, таких как Ethernet, беспроводной Ethernet, система GSM, технология EDGE, универсальная система мобильной связи (UMTS), технология широкополосного доступа в микроволновом диапазоне (WiMAX), система LTE и т.п. В этом примере архитектуры показано, что процессоры 902 соединены с компонентами 904, 906, 908 и 910 единой шиной; конечно, в вычислительное устройство 120 может быть включена другая архитектура взаимодействия, например несколько шин, выделенная шина.

Несмотря на то, что показано одно вычислительное устройство, вычислительное устройство 120 может включать в себя несколько вычислительных устройств, взаимодействующих друг с другом для обеспечения функциональности вычислительного устройства. Подобным образом, несмотря на то, что

вычислительное устройство 120 показано как физическое устройство, оно может представлять собой абстрактные вычислительные устройства, например, виртуальные машины и "облачные" вычислительные устройства.

Как показано на примере варианта осуществления на фиг. 1С, вычислительное устройство 120 включает в себя компьютерные программы 912, которые включают в себя одну или несколько оперативных систем, одну или несколько прикладных программ и т.п. Согласно вариантам осуществления компьютерные программы 912 включают в себя программные команды, относящиеся к испытательному инструменту 130 (фиг. 1В), который реализован как отдельная прикладная программа, как программный модуль, который является частью другого приложения или программы, как подходящие плагины или другие программные компоненты для доступа к программному обеспечению испытательного инструмента на удаленном компьютере, подключенном по сети к вычислительному устройству 120 посредством сетевых интерфейсов 908, либо в других формах или сочетаниях.

Программная память, хранящая исполняемые команды компьютерных программ 912, которые относятся к функциям испытательного инструмента 130, может физически находиться в вычислительном устройстве 120 или на других вычислительных ресурсах, доступных для вычислительного устройства 120, т.е., в пределах локальных ресурсов памяти накопительных устройств 904 и запоминающих устройств 910, либо на сервере или других доступных по сети ресурсах памяти, либо она может быть распределена между несколькими местоположениями. В любом случае эта программная память представляет собой машиночитаемый энергонезависимый носитель, который хранит исполняемые команды компьютерной программы, в соответствии с которыми вычислительное устройство 120, либо сервер, либо другой компьютер, соединенный с вычислительным устройством 120 посредством сетевых интерфейсов 908 (например, в виде интерактивного приложения, которое по мере поступления входных данных с вычислительного устройства 120, отображает их или выводит на периферийные устройства, соединенные с вычислительным устройством 120), выполняет операции, описанные в ее спецификации. Исполняемые компьютером команды программного обеспечения, относящиеся к компьютерным программам 912, связанным с испытательным инструментом 130, могут быть изначально сохранены на съемном или другом машиночитаемом энергонезависимом носителе (например, DVD диск, флеш-память и т.п.), или могут быть загружены как информация, закодированная в сигнале электромагнитного носителя, в форме программного пакета, из которого исполняемые на компьютере программные команды были установлены вычислительным устройством 120 при помощи способа, общепринятого для установки программного обеспечения. Предполагается, что специалисты в данной области техники легко смогут реализовать хранение и извлечение необходимых данных, программных команд и другой информации, полезной в связи с этим вариантом осуществления, и способом, который подходит для каждого конкретного приложения, без излишних экспериментов.

Конкретные компьютерные команды, составляющие компьютерные программы 912, которые связаны с испытательным инструментом 130, могут находиться в виде одной или нескольких исполняемых программ, или в виде исходного текста, либо высокоуровневого кода, из которого получены, собраны, проинтерпретированы или скомпилированы одна или несколько исполняемых программ. В зависимости от способа выполнения желаемых операций может использоваться любой из множества компьютерных языков или протоколов. Например, эти компьютерные команды для создания модели согласно вариантам осуществления могут быть написаны на общепринятом высокоуровневом языке, например, PYTHON, JAVA, FORTRAN или C++, либо в виде общепринятой линейной компьютерной программы, или могут быть организованы для исполнения объектно-ориентированным способом. Эти команды также могут быть встроены в высокоуровневое приложение. В любом случае предполагается, что специалисты в данной области техники, обратившись к этому описанию, смогут без излишних экспериментов реализовать варианты осуществления способом, подходящим для желаемого оборудования.

Конкретные функции испытательного инструмента 130, включая те, что реализованы при помощи компьютерных программ 912 для анализа образцов горных пород при различных условиях насыщения, будут описаны далее согласно вариантам осуществления со ссылкой на фиг. 2 в сочетании с фиг. от 1А до 1С.

На фиг. 2 показана функциональная схема способа 200 для анализа образцов горных пород при различных условиях насыщения согласно принципам изобретения, раскрываемого в настоящем документе. Несмотря на то, что для удобства действия изображены последовательно, по меньшей мере некоторые из показанных действий могут быть выполнены в другом порядке и/или выполнены одновременно. Кроме того, некоторые варианты осуществления могут выполнять только некоторые из показанных действий. Согласно некоторым вариантам осуществления по меньшей мере некоторые операции способа 200, а также другие операции, описанные в настоящем документе, могут быть реализованы в виде команд, которые хранят на машиночитаемом носителе и исполняют одним или несколькими процессорами 902.

В блоке 202 система 102 опробования получает образец 104 горной породы, который будет подвергнут анализу, например, полученный из подземной толщи горных пород при помощи наземной буровой системы 106 или морской буровой системы 108, либо из других источников. Характерный образец 104 горной породы может быть подготовлен из большего объема подземной толщи горных пород, чтобы

его размер и конфигурация подходили для получения изображения устройством 122 для получения изображения (например, сканером для компьютерной томографии), например, путем выбуривания или отпиливания части от большего объема изучаемой толщи горных пород.

В блоке 204 устройство 122 для получения изображения в сочетании с вычислительным устройством 120 системы 102 опробования создает цифровое изображение 128 объема, характеризующее образец 104 горной породы, включая его внутреннее строение. Например, если устройство 122 для получения изображения является сканером для компьютерной томографии, тогда получают рентгеновское изображение образца 104 породы (то есть, испускают излучение, направленное на образец 104 горной породы, и измеряют его ослабление) для создания изображений 128 объема из 2D изображений срезов. Характерные общепринятые способы получения и обработки цифровых 3D изображений 128 объема образца 104 горной породы в блоке 204 включают в себя, без ограничения, рентгеновскую томографию, рентгеновскую микротомографию, рентгеновскую нанотомографию, сканирующую электронную микроскопию сфокусированными ионными пучками и томографию методом ядерно-магнитного резонанса. Согласно некоторым вариантам осуществления цифровое изображение 128 объема может быть создано путем компьютерных расчетов, а не получено путем сканирования физического образца. Согласно вариантам осуществления, в которых цифровое изображение 128 объема получают путем сканирования образца горной породы, образец горной породы может быть встречающейся в природе горной породой или искусственным пористым материалом (например, синтетической горной породой).

На фиг. 3 показан пример одного изображения 300 2D среза из 3D изображения образца горной породы, который демонстрирует поперечный срез с деталями строения этого образца горной породы, включая особенности твердого вещества 302 и порового или пустотного пространства 304. Данные изображения в этот момент могут находиться в виде значений оттенков серого цвета, характеризующих ослабление рентгеновского излучения составляющими образца 104 горной породы. Хотя фиг. 3А иллюстрирует одно 2D изображение 300 среза, 3D цифровое изображение 128 объема образца 104 горной породы обычно состоит из множества 2D изображений срезов в дискретных местоположениях вдоль одной оси образца 104 горной породы, которые вместе формируют 3D изображение образца 104 горной породы. В зависимости от конкретной архитектуры системы 102 опробования объединение изображений 2D срезов в 3D цифровое изображение 128 объема могут выполнять при помощи вычислительных ресурсов в самом устройстве 122 для получения изображения, либо при помощи вычислительного устройства 120 из набора 2D изображений 128 срезов, полученных устройством 122 для получения изображения.

В блоке 206 система 102 опробования осуществляет сегментирование или другие способы улучшения изображения в цифровом изображении 128 объема образца 104 горной породы с целью проведения различий и разметки различных компонент или фаз изображения 128 объема по значениям оттенков серого цвета изображения. Конкретнее, вычислительное устройство 120 выполняет это сегментирование для выявления таких компонент, как поровое пространство и минеральные компоненты (например, глины и кварц). Согласно некоторым вариантам осуществления испытательный инструмент 130 рассчитан на сегментирование изображения 128 объема более, чем на две фазы, представляющие такие вещественные составляющие, как поровое пространство, глинистая фракция, кварцевая фракция и другие различные типы минералов.

Вычислительное устройство 120 может использовать любое количество алгоритмов сегментирования. Одним из подходов к сегментированию является применение к изображению 128 объема способа "пороговой обработки", при котором вычислительное устройство 120 выбирает пороговое значение в диапазоне амплитуд вокселей. Те воксели, амплитуда которых меньше порогового значения, получают одно конкретное численное значение, обозначающее поровое пространство, а воксели, амплитуда которых выше порогового значения, получают другое численное значение, обозначающее пространство матрицы (то есть, твердое вещество). При таком подходе процедура пороговой обработки преобразует объем изображения в оттенках серого цвета в сегментированный объем вокселей, имеющих одно из двух возможных численных значений, обычно это 0 и 1. На фиг. 3В показан пример сегментирования, выполненного по 3D цифровому изображению объема путем пороговой обработки. Как показано, сегментирование позволяет различать детали строения образца горной породы, в этом примере твердое вещество 302 показано светло-серым цветом, а поровое или пустотное пространство 304 показано черным цветом. Дальнейшее сегментирование может быть применено один или несколько раз с целью проведения различий между разными особенностями в пределах изображения в оттенках серого цвета. Если используют простую пороговую обработку, несколько пороговых значений могут проводить различия между различными веществами, имеющими различные характеристики ослабления рентгеновских лучей, например, глиной, кварцем, полевым шпатом и т.п.

В соответствии с другим вариантом осуществления вычислительное устройство 120 может применять другие алгоритмы сегментирования. Пример такого альтернативного алгоритма известен специалистам в данной области техники как метод Оцу, в котором способ пороговой обработки на основе гистограммы выбирает пороговое значение для минимизации комбинированной дисперсии сегментов бимодального распределения значений оттенков серого цвета (т.е., дисперсии внутри класса). Метод Оцу легко автоматизировать, его также можно расширить для многократного повторного сравнения изображе-

ния с пороговым значением с целью проведения различий для дополнительных компонент вещества, например, кварца, глины и полевого шпата. Другие примеры алгоритмов автоматического сегментирования, имеющие различную степень сложности, могут быть применены вычислительным устройством 120 в качестве альтернативы или дополнительно с целью проведения различий между различными особенностями изображения объема, например, алгоритмы, включающие в себя Indicator Kriging, Converging Active Contours, Watershedding и т.п.

Вычислительное устройство 120 может также использовать другие способы улучшения изображения для улучшения структуры изображения 128 объема с целью дополнительного проведения различий в строении, снижения влияния помех и т.п. Аналогично, в то время как вычислительное устройство 120 может осуществлять сегментирование или другие способы улучшения изображения, предполагается, что другие компоненты системы 102 опробования, например, само устройство 122 для получения изображения, могут в соответствии с другим вариантом осуществления полностью или частично выполнять улучшение изображения.

Таким образом, сегментирование устанавливает соответствие вокселей в цифровом изображении объема и конкретного вещества (или порового пространства, в зависимости от ситуации) в соответствующих местоположениях в образце 104 горной породы. Некоторые или все воксели помечают одним или несколькими свойствами вещества, соответствующими конкретной вещественной составляющей, присвоенной этому вокселю. К таким составляющим относится поровое пространство, вещество матрицы, глинистая фракция, отдельные зерна, контакты зерен, типы минералов и т.п.

В блоке 208 вычислительное устройство 120 применяет морфологическую операцию к выявленным фазам цифрового изображения 128 объема, который является представлением образца 104 горной породы. Морфологическая операция, выполняемая вычислительным устройством 120, может включать в себя одну или несколько трансформант расстояния, трансформанту максимума вписанных сфер и трансформанту связанных компонент. Дополнительные подробности о морфологических операциях, выполняемых вычислительным устройством 120, представлены на фиг. 4-7 и в сопровождающем тексте настоящего документа.

В блоке 210 вычислительное устройство 120 применяет результаты морфологической операции блока 208 для распределения нескольких флюидных фаз в цифровом изображении 128 объема, который является представлением образца 104 горной породы. Распределение нескольких флюидных фаз может включать в себя насыщение цифрового изображения объема смачивающими и несмачивающими флюидами в разных соотношениях. Использование цифрового изображения объема с двумя или несколькими несмешивающимися флюидными фазами в качестве входного данного для цифрового прямого численного моделирования позволяет прогнозировать свойства мультифазной горной породы, где свойства мультифазной горной породы зависят от относительного местоположения в поровом пространстве двух (или нескольких) флюидов. Операции по распределению флюида могут включать в себя дренирование и пропитывание. Дополнительные подробности об операциях по распределению флюида, выполняемых вычислительным устройством 120, представлены на фиг. 8 и в сопровождающем тексте настоящего документа.

В блоке 212 вычислительное устройство 120 численно анализирует цифровое изображение 128 насыщенного объема с целью определения физических свойств горной породы 104. Анализ цифрового изображения 128 объема численными методами может включать в себя выполнение цифрового прямого численного моделирования цифрового изображения 128 объема в соответствии с насыщенностью в блоке 210 для анализа одного или нескольких физических свойств образца 104 горной породы при модельных условиях флюидонасыщения. Применительно к поискам, разведке и добыче нефти и газа в блоке 212 могут определять представляющие интерес физические свойства, такие как пористость, пластовый коэффициент, абсолютная и фазовая проницаемость, электрические свойства (например, пластовый коэффициент, коэффициент цементации, коэффициент насыщенности, коэффициент извилистости поровых каналов), свойства капиллярного давления (например, капиллярное давление при нагнетании ртути), модули упругости и упругие свойства (например, объемный модель упругости, модуль сдвига, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, постоянные Ламе), свойства ядерного магнитного резонанса и т.п. Эти петрофизические свойства могут оценивать с использованием подходящей дискретизации цифрового изображения 128 объема в сочетании с подходящим прямым численным моделированием, например, прямым численным моделированием потока однофазного флюида для вычисления абсолютной проницаемости. Определение некоторых из этих петрофизических свойств может также потребовать прямого численного моделирования с применением методов конечных элементов, методов конечных объемов, методов решеточных уравнений Больцмана или любых других численных подходов. Могут также оценивать взаимосвязи различных петрофизических свойств вещества, представленного цифровым изображением 128 объема, с пористостью, либо других пар таких свойств.

Возвращаясь к блоку 208 на фиг. 2, вычислительное устройство 120 может применять любые другие морфологические операции к выявленным фазам цифрового изображения 128 объема, которое представляет образец 104 горной породы. Применяемые морфологические операции могут включать в себя трансформанту расстояния, трансформанту максимума вписанных сфер и/или трансформанту связанных

компонент. При применении трансформанты расстояния к исследуемой фазе (например, поровой или твердой) все воксели исследуемой фазы будут помечены значением, выражающим расстояние до фоновой фазы (т.е., воксели неисследуемой фазы). Таким образом, если исследуемая фаза представляет собой поровое пространство, тогда трансформанта расстояния создает карту расстояний от каждого вокселя поры до ближайшего вокселя твердого вещества. Карту расстояний могут использовать для выявления вокселей поровой фазы, смежных с границей раздела пора-зерно, пора-глина в цифровой горной породе. Смачивающие пленки обычно находятся за пределами разрешающей способности сканеров для компьютерной томографии, поэтому карту расстояний могут использовать для выявления областей порового пространства, смежных с поверхностью твердого вещества, где будут находиться флюидные пленки. При помощи карты расстояний может быть вычислена толщина пленки. Процесс утолщения пленки сравнивают с процессом пропитывания, при котором повышается насыщенность смачивающей фазой. Трансформанта расстояния может быть реализована с использованием различных подходов. В настоящем раскрытии изобретения описаны трансформанта евклидова расстояния и трансформанта расстояния городских кварталов. В некоторых вариантах осуществления для создания карты расстояний могут применяться разные другие трансформанты расстояния.

На фиг. 4 показан пример трансформанты евклидова расстояния, вычисленной по цифровому представлению образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. На фиг. 4 трансформанта евклидова расстояния для большей ясности показана в двумерном пространстве, но на практике она может быть реализована в способе 200 в трех измерениях. На фиг. 4 показано исходное изображение 402, которое будет подвергнуто трансформации, квадрат 404 величины трансформанты евклидова расстояния исходного изображения 402, а также вещественная часть 406 величины трансформанты евклидова расстояния, соответствующая квадрату 404 величины трансформанты евклидова расстояния. В исходном изображении 402 пиксели порового пространства представлены значением 0, а пиксели пространства твердого вещества представлены значением 1. Для каждого пикселя порового пространства трансформанта евклидова расстояния определяет ближайший пиксель пространства твердого вещества и вычисляет расстояние между этими двумя пикселями по теореме Пифагора.

В квадрате 404 величины трансформанты евклидова расстояния исходного изображения 402 в каждом пикселе порового пространства значение 0 заменяется на квадрат значения расстояния от пикселя порового пространства до ближайшего пикселя пространства твердого вещества. В позиции 404 каждый пиксель пространства твердого вещества обозначают цифрой 0. Трансформанта евклидова расстояния может предполагать, что расстояние по нормали между смежными вокселями равно размеру одного вокселя, это всегда обеспечивает целочисленное значение квадрата величины трансформанты 404 евклидова расстояния, полученной возведением в квадрат величины трансформанты 404 евклидова расстояния (обозначена как вещественная часть 406 величины трансформанты евклидова расстояния). Использование квадрата величины трансформанты 404 евклидова расстояния имеет преимущество, поскольку целые значения позволяют применять логику программирования, которая более точна, чем операции с вещественными числами. Несмотря на то, что трансформанту евклидова расстояния описывают как расстояние от вокселей порового пространства до вокселей пространства твердого вещества, в некоторых вариантах осуществления трансформанту евклидова расстояния могут применять для определения расстояния от каждого вокселя пространства твердого вещества до ближайшего вокселя порового пространства.

На фиг. 5 показан пример трансформанты расстояния городских кварталов, вычисленной по цифровому представлению образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. На фиг. 5 трансформанта расстояния городских кварталов показана в двумерном пространстве для большей ясности, но на практике она может быть реализована в способе 200 в трех измерениях. На фиг. 5 показано исходное изображение 402, подлежащее трансформации, вещественное значение 504 величины трансформанты расстояния городских кварталов исходного изображения 402, а также квадрат 506 величины трансформанты расстояния городских кварталов, соответствующий вещественному значению 504 величины трансформанты расстояния городских кварталов. В исходном изображении 402 пиксели порового пространства представлены значением 0, а пиксели пространства твердого вещества представлены значением 1. Вещественное значение 504 величины трансформанты расстояния городских кварталов и квадрат 506 величины трансформанты расстояния городских кварталов для пикселей пространства твердого вещества представлены значением 0. Трансформанту расстояния городских кварталов могут также называть манхэттенским расстоянием. Трансформанта расстояния городских кварталов предполагает, что расстояние между смежными вокселями по нормали равно размеру одного вокселя. Значение, присваиваемое пикселю, равно минимальному расстоянию вдоль одной оси в декартовой системе координат. Для n -мерного изображения расстояние, присваиваемое пикселю порового пространства, равно минимальному расстоянию от пикселя порового пространства до ближайшего пикселя пространства твердого вещества по любой из n осей. Таким образом, в вещественном значении 504 трансформанты расстояния городских кварталов значение каждого пикселя порового пространства заменяют на расстояние по одной оси (X или Y) до ближайшего пикселя пространства твердого вещества. В трансформанте расстояния городских кварталов с квадратами 506 значений, значения расстояний вещественного значения 504 трансформанты расстояния городских кварталов возводят в квадрат.

Значение расстояния, присваиваемое пикселю трансформантой расстояния городских кварталов, может быть больше или равно соответствующему значению трансформанты евклидова расстояния, поскольку в трансформанте расстояния городских кварталов поиск ближайшего соседа в n -мерном изображении ограничен n осями. Однако поскольку поиск ближайшего соседа в трансформанте расстояния городских кварталов ограничен n осями n -мерного изображения, трансформанта расстояния городских кварталов может быть более эффективной с точки зрения вычислений, чем трансформанта евклидова расстояния. Несмотря на то, что трансформанту расстояния городских кварталов описывают как расстояние от вокселей порового пространства до вокселей пространства твердого вещества, в некоторых вариантах осуществления трансформанту расстояния городских кварталов могут применять для определения расстояния от каждого вокселя пространства твердого вещества до ближайшего вокселя порового пространства.

Трансформанта максимума вписанных сфер представляет собой другую морфологическую операцию, которую могут применять к выявленным фазам цифрового изображения 128 объема, которое представляет образец 104 горной породы. Трансформанта максимума вписанных сфер обеспечивает информацию о строении пористого вещества, которую могут использовать для распределения одного или нескольких несмешивающихся флюидов в цифровой горной породе. Трансформанта максимума вписанных сфер, применяемая к исследуемой фазе (например, поровой или твердого вещества), будет присваивать каждому вокселю исследуемой фазы значение, равное наибольшей сфере, которая охватывает эту точку и находится в пределах исследуемой фазы. Размер сферы для данного вокселя могут оценивать по трансформанте расстояния, например трансформанте евклидова расстояния или трансформанте расстояния городских кварталов, которые описаны в настоящем документе. При использовании трансформанты евклидова расстояния сфера будет целиком находиться в пределах порового пространства. Используя альтернативную трансформанту расстояния, например, трансформанту расстояния городских кварталов или оценку трансформанты евклидова расстояния, можно получить трансформанту максимума вписанных сфер, где максимальная охватывающая сфера не перекрывается с фоновой фазой (т.е., неисследуемой фазой).

На фиг. 6 показан пример трансформанты максимума вписанных сфер, вычисленной по цифровому представлению образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. На фиг. 6 трансформанта максимума вписанных сфер показана в двумерном пространстве для большей ясности, но на практике она может быть реализована в способе 200 в трех измерениях. На фиг. 6 показаны квадраты 404 величин трансформанты евклидова расстояния исходного изображения 402, а также квадраты 606 величин трансформанты максимума вписанных сфер, соответствующие квадратам 404 величин трансформанты евклидова расстояния. Квадрат значения 404 трансформанты евклидова расстояния и квадрат значения 606 трансформанты максимума вписанных сфер для пикселей пространства твердого вещества представлены значением 0.

На фиг. 6 для каждого пикселя порового пространства круг радиусом, равным квадратному корню из квадрата значения трансформанты евклидова расстояния для этого пикселя, отнесен к центру пикселя. Значением трансформанты максимума вписанных сфер для пикселя считается квадрат значения трансформанты евклидова расстояния, дающего наибольший круг, который охватывает пиксель. В трехмерном пространстве используют не круги, а сферы. Трансформанту максимума вписанных сфер могут изменять исходя из карты расстояний, используемой для расчета расстояния между вокселями различных фаз.

Если допустить, что при использовании для порового пространства цифровой горной породы охватывающая сфера трансформанты максимума вписанных сфер перекрывает (как показано на фиг. 6) фоновую фазу, когда предполагается, что фоновая фаза представляет собой фазу твердого вещества или фазу микропор, тогда вблизи фоновой фазы создается граница раздела флюид-флюид, которая может быть охарактеризована углом. Изменяя величину перекрытия фоновой фазы, можно изменять угол, характеризующий границу раздела флюид-флюид вблизи фоновой фазы.

Трансформанту максимума вписанных сфер могут использовать для создания распределения несмачивающей флюидной фазы при помощи способа обработки изображений, который известен как способ пороговой обработки. С учетом заданного порогового значения, основанного на значениях, содержащихся в трансформанте максимума вписанных сфер, все значения пикселей/вокселей, превышающие это пороговое значение или равные ему, могут быть отнесены к несмачивающей фазе. Аналогичным образом все значения, меньшие порогового и находящиеся в фазе, которую в трансформанте максимума вписанных сфер первоначально считают исследуемой фазой, могут быть отнесены к смачивающей фазе. Выбирая различные пороговые значения, в цифровой горной породе можно создавать различные распределения двух или нескольких несмешивающихся флюидных фаз. Насыщенность некоторой фазой часто определяют в процентах. Этот процент обычно определяют как объем фазы, деленный на объем, доступный для этой фазы (например, объем порового пространства, который занят флюидом, деленный на общий объем порового пространства). Например, водонасыщенность определяют как объем воды, занимающей поровое пространство, деленный на общий объем порового пространства.

Трансформанта связанных компонент представляет собой другую морфологическую операцию, ко-

торию могут применять к выявленным фазам цифрового изображения 128 объема, которое представляет образец 104 горной породы. Трансформанта связанных компонент выявляет группы связанных пикселей/вокселей. Например, трансформанту связанных компонент могут применять для выявления связанных вокселей порового пространства. Результаты трансформанты связанных компонент могут использовать для ограничения распределения двух или нескольких несмешивающихся флюидов областями порового пространства, которые соединены, или областями порового пространства, которые разъединены.

Трансформанта связанных компонент, также называемая выявлением кластеров, выявляет в исследуемой фазе группы вокселей, которые соединены в соответствии с одним из трех возможных правил связности, определяемых числом связности 6, 18 или 26. Число связности определяет количество вокселей, которые включены в поиск соседа для каждой точки, и которые можно визуализировать путем рассмотрения каждого вокселя как кубического элемента с 8 узловыми точками. На фиг. 7 показан пример трех разных правил связности, примененных в трансформанте связанных компонент, которая выполнена на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. Связность по граням (вариант 6) показана в позиции 702. При связности по граням два вокселя определяют как имеющие общую грань или минимум четыре узловые точки (пунктирные линии в позиции 702). Связность по ребрам (вариант 18) показана в позиции 704. При связности по ребрам два вокселя определяют как имеющие общее ребро или минимум две узловые точки (пунктирные линии в позиции 704). Связность по точкам (вариант 26) показана в позиции 706. При связности по точкам два вокселя определяют как имеющие общую точку или одну узловую точку (показана увеличенной точкой в позиции 706).

Сочетание анализа связанных компонент с результатами моделирования проникновения могут использовать для прогнозирования начальной насыщенности смачивающей фазой и остаточной насыщенности несмачивающей фазой. Проникновение представляет собой процесс, посредством которого флюид попадает в проницаемую породу. В процессе проникновения два или несколько несмачивающих флюидов будут находиться в поровом пространстве пористого вещества. Применительно к цифровой горной породе процесс проникновения будет численно моделировать изменения местонахождения двух несмешивающихся флюидов и изменения объема этих флюидов в поровом пространстве. Изменение объема каждого флюида в поровом пространстве рассматривают как изменение насыщенности.

Обратимся к блоку 210 на фиг. 2, где результаты морфологических операций блока 208 применяют для распределения нескольких флюидных фаз (например, смачивающей фазы и несмачивающей фазы) в поровом пространстве цифровой горной породы. Поступление флюида в поровое пространство в общем случае называют проникновением. В нефтегазовой отрасли процесс проникновения обычно относят либо к процессу дренирования, либо к процессу пропитывания. Независимо от того, является ли процесс проникновения дренированием или пропитыванием, обычно он определяет макроскопический отклик системы и система обнаруживает тенденцию к проявлению гидрофильных или олеофильных характеристик. Однако отнесение отклика к дренированию или пропитыванию представляет собой отклик системы на различия в краевом угле смачивания между проникающим флюидом и твердой фазой горной породы. Проникающий флюид будет флюидом, который повышает насыщенность. Краевой угол смачивания проникающего флюида определяют по форме границы раздела флюид-флюид, смежной с твердым веществом. Если краевой угол смачивания меньше 90° , проникающий флюид считают смачивающим флюидом. Если краевой угол смачивания больше 90° , проникающий флюид считают несмачивающим флюидом. В процессе дренирования проникающий флюид считают несмачивающим флюидом. В процессе пропитывания проникающий флюид считают смачивающим флюидом.

В процессе дренирования в поровом пространстве горной породы несмачивающий флюид вытесняет смачивающий флюид из порового пространства. Примеры процессов дренирования, подходящих для нефтегазовой отрасли, включают в себя: миграцию нефти в пласт-коллектор, проникновение несмачивающего бурового раствора из ствола скважины в толщу пласта-коллектора в процессе бурения, и нагнетание газа в пласт-коллектор во время добычи. Процесс дренирования могут осуществлять при помощи сочетания трех операций: размыва, анализа связанных компонент и масштабного преобразования. В начале моделирования дренирования поровое пространство цифровой горной породы насыщено смачивающим флюидом, например, водой. Несмачивающий флюид соединен с одной или несколькими сторонами (т.е., входными отверстиями) горной породы при нулевом капиллярном давлении. При операции размыва капиллярное давление повышается и вызывает проникновение несмачивающего флюида в поровое пространство, при этом радиус сферы, соответствующей капиллярному давлению, определяют согласно уравнению Юнга-Лапласа. При данном капиллярном давлении определяют геометрическое место центров сферических структурных элементов R радиуса r в поровом пространстве. Затем при помощи анализа связанных компонент выявляют размытое поровое пространство, которое соединено со входным отверстием. Наконец, к поровому пространству, выявленному при анализе связанных компонент, применяют масштабное преобразование, используя сферу радиуса r , который был определен при размыве.

В обычном процессе дренирования размыв, анализ связанных компонент и масштабное преобразование итеративно выполняют при каждом приложенном капиллярном давлении. В вариантах осуществления настоящей системы и способа, раскрываемого в настоящем документе, применяют усовершенст-

вованный процесс дренирования, который сокращает время и вычислительные ресурсы, требуемые для моделирования процесса дренирования в цифровой горной породе. Путем сокращения времени и вычислительных ресурсов, необходимых для моделирования дренирования, варианты осуществления настоящего изобретения позволяют определять петрофизические свойства горной породы быстрее и с меньшими затратами, чем при обычных способах моделирования. Способ дренирования, раскрываемый в настоящем документе, осуществляет размыв и масштабное преобразование в один проход и значительно сокращает вычислительные ресурсы, необходимые для моделирования дренирования.

На фиг. 8 показана функциональная схема способа дренирования, осуществляемого на цифровом представлении образца горной породы согласно принципам, раскрываемым в настоящем документе. Несмотря на то, что для удобства действия изображены последовательно, по меньшей мере некоторые из показанных действий могут быть выполнены в другом порядке и/или выполнены одновременно. Кроме того, некоторые варианты осуществления могут выполнять только некоторые из показанных действий. Согласно некоторым вариантам осуществления по меньшей мере некоторые операции способа 800, а также другие операции, описанные в настоящем документе, могут быть реализованы в виде команд, которые хранят на машиночитаемом носителе и исполняют одним или несколькими процессорами 902.

В блоке 802 трансформанту евклидова расстояния вычисляют для каждого вокселя порового пространства цифровой горной породы. Трансформанта евклидова расстояния помечает каждый поровый воксель значением евклидова расстояния до ближайшего вокселя пространства твердого вещества.

В блоке 804 к значениям трансформанты евклидова расстояния, созданным в блоке 802, применяют пороговое значение. Все значения расстояния, большие или равные пороговому значению, сохраняют. Пороговое значение могут изменять для изменения насыщенности несмачивающим флюидом, полученной путем дренирования. В способе 800 дренирования применение порога значения g к трансформанте евклидова расстояния дает результаты, эквивалентные обычному размыву порового пространства сферическим структурным элементом радиуса g , но с меньшей вычислительной сложностью.

В блоке 806 анализируют связность вокселя поры и входного отверстия. Анализ связности может предусматривать итеративный анализ связи местоположений вокселей, соответствующих значениям евклидова расстояния, сохраненным при пороговой обработке в блоке 804. Результат анализа связности на каждой итерации добавляют к набору данных, отслеживающему историю изменений набора вокселей, соединенных со входным отверстием. Входное отверстие может представлять собой любое сочетание шести сторон цифровой горной породы, через которые несмачивающий флюид проникает в цифровую горную породу.

В блоке 808 к набору данных, полученных при анализе связности в блоке 806, применяют масштабное преобразование. Масштабное преобразование применяют к элементам этого набора в том порядке, в котором эти элементы были добавлены в набор. Таким образом, масштабное преобразование начинается на входном отверстии и продолжается в поровое пространство. В отличие от обычного размыва способ масштабного преобразования в способе 800 осуществляют не итеративно, а за один проход.

Способ дренирования в способе 800 обеспечивает повышенную производительность вычислений путем замены длительной стадии размыва в обычных процессах дренирования на применение порогового значения в трансформанте евклидова расстояния. Использование трансформанты евклидова расстояния повышает достоверность модельных кривых капиллярного давления. Причина состоит в том, что для любого данного вокселя пор значение трансформанты евклидова расстояния на этом вокселе дает значение максимальной сферы с центром в этом вокселе. Поэтому количество дискретных значений трансформанты евклидова расстояния определяет максимальное количество разных размеров сфер и, следовательно, капиллярных давлений, которые может поддерживать поровое пространство данного изображения. Поскольку процесс дренирования в способе 800 автоматически рассматривает каждое значение, содержащееся в трансформанте евклидова расстояния, способ 800 обеспечивает оптимизацию разрешающей способности модельных кривых капиллярного давления применительно к цифровой горной породе.

На фиг. 9 показано схематическое представление шести сторон цифрового изображения 900 горной породы. Цифровое изображение 900 горной породы может соответствовать изображению 128 объема. Моделирование дренирования по способу 800 допускает проникновение несмачивающей фазы из произвольного сочетания граней цифровой горной породы 900. При моделировании электропроводности моделируют протекание электрического тока через цифровую горную породу 900. Например, ток через цифровую горную породу 900 может быть индуцирован путем приложения разности потенциалов вдоль оси z . Разность потенциалов может быть установлена путем применения более высокого напряжения на входной плоскости, обозначенной как Z_{\min} , по сравнению с выходной плоскостью, обозначенной как Z_{\max} . Выполнение моделирования дренирования с проникновением с разных сторон цифровой горной породы 900 может создавать профили насыщенности, которые значительно отличаются вдоль направления электрического тока, что, в свою очередь, дает различные электропроводности.

В распределениях на основе капиллярного давления дренирования (P_c) используют результаты моделирования капиллярного давления для определения распределения двух несмешивающихся фаз, одна из которых преимущественно смачивающая. Модели распределения, основанные на результатах P_c , требуют, чтобы несмачивающая фаза, проникающая в эту область, сохраняла связь со входным отверстием.

Гибкость, заложенная в программу для моделирования дренирования согласно способу 800, допускает проникновение несмачивающей фазы в поровое пространство из произвольного сочетания шести сторон.

На фиг. 10А и 10В показаны двумерные срезы трехмерного изображения объема песчаника и две модели распределения флюида исходя из дискретного моделирования дренирования согласно способу 800. Распределение насыщенности на обоих изображениях происходит при одинаковом капиллярном давлении. На фиг. 10А показано проникновение с одной стороны - через грань Z_{min} (см. фиг. 9), на фиг. 10В показано проникновение с шести сторон. На фиг. 10А и 10В белый цвет обозначает пространство твердого вещества, черный цвет обозначает поровое пространство, занятое смачивающим флюидом, и серый цвет обозначает поровое пространство, занятое несмачивающим флюидом.

Исходя из результатов моделирования дренирования, вычислительное устройство 120 может присваивать цифровой горной породе распределение смачиваемости. Для каждого вокселя пространства твердого вещества, смежного с вокселем порового пространства, или для каждого вокселя пространства твердого вещества распределение смачиваемости задает значение краевого угла смачивания флюидом. В нефте-водяных системах пласта-коллектора пласты-коллекторы могут называть гидрофильными, пластами смешанной смачиваемости или олеофильными. Определение того, является ли данная поверхность гидрофильной или олеофильной обычно исходит из краевого угла смачивания поверхности раздела нефти и воды с поверхностью твердого вещества. В случае гидрофильной системы значение краевого угла смачивания будет менее 90° (вода растекается по поверхности). В олеофильной системе вода будет стремиться расположиться на поверхности так, чтобы краевой угол смачивания был больше 90° . Краевой угол смачивания, присвоенный вокселю, может исходить из результатов способа 800 дренирования. Например, по окончании моделирования дренирования согласно способу 800 может быть определен флюид на контакте с каждым вокселем пространства твердого вещества. Если флюид является смачивающим флюидом, тогда вокселю может быть присвоен краевой угол смачивания меньше 90° . Если флюид является несмачивающим флюидом, тогда вокселю может быть присвоен краевой угол смачивания больше 90° . Согласно некоторым вариантам осуществления краевого угла смачивания может быть также присвоен исходя из определенного вещества каждого зерна поверхности твердого вещества, где типы вещества зерен различают, например, во время сегментирования. Часто предполагают, что поверхность горной породы становится олеофильной из-за осаждения органических веществ, которые содержатся в нефти, а поверхность, контактирующая с водой, остается гидрофильной. Поскольку предполагают, что миграция нефти в пласт-коллектор представляет собой процесс дренирования, установление хороших распределений нефтеводяной фазы обеспечивает физический подход к распределению смачиваемости в цифровой горной породе.

Пропитывание представляет собой другой способ проникновения, который могут моделировать в блоке 210, показанном на фиг. 2. В способе пропитывания смачивающий флюид вытесняет несмачивающий флюид из порового пространства цифровой горной породы. Для моделирования процесса пропитывания легко приспособить общую схему, которую используют для моделирования дренирования. В отличие от моделирования дренирования, где проникающая фаза будет предпочтительно занимать поры большего размера, во время процесса пропитывания проникающая фаза будет предпочтительно занимать области около стенки и меньшие поры цифровой горной породы. Примеры процессов пропитывания, подходящих для нефтегазовой отрасли, включают в себя сценарии, где вода из водоносного горизонта, находящегося ниже пласта-коллектора, может поступать в углеводородсодержащую область пласта-коллектора; закачку воды в гидрофильный пласт-коллектор; закачку воды в область рядом с контактом между углеводородной зоной и водоносным горизонтом, находящимся ниже пласта-коллектора; и проникновение бурового раствора в пласт-коллектор в процессе бурения.

Возвращаясь к блоку 212 на фиг. 2 и учитывая флюидонасыщенность, которая получена путем применения процессов дренирования и/или пропитывания, раскрываемых в настоящем документе, вычислительное устройство 120 численно анализирует цифровое изображение 128 объема с целью определения физических свойств горной породы 104. В контексте поисков, разведки и добычи нефти и газа интересными могут быть различные петрофизические свойства, и такие свойства могут оценивать, используя цифровое изображение 128 объема и подходящее прямое численное моделирование. Моделируемые свойства могут включать в себя фазовую проницаемость по газу, квазистатическую фазовую проницаемость, ядерный магнитный резонанс и коэффициент электрического сопротивления.

При вычислении фазовой проницаемости по газу результаты моделирования дренирования (и подходы для распределения двух флюидов в поровой фазе цифрового изображения горной породы) используют для создания дискретного состояния насыщения (однозначно определенной газонасыщенности S_g). Затем каждое состояние насыщения используют как входное данное для прямого численного моделирования однофазного потока. Фазовую проницаемость по газу при данной газонасыщенности определяют как:

$$k_{g,eff}(S_g) = \frac{k_g(S_g)}{k_{abs}}$$

где

k_{abs} - абсолютная проницаемость горной породы (мера того, насколько легко флюид будет протекать через горную породу);

$k_g(S_g)$ - проницаемость горной породы по газу при данной газонасыщенности и

$k_{g, eff}$ - отношение этих двух величин.

Путем выполнения прямого численного моделирования при нескольких газонасыщенностях прогнозируют фазовую проницаемость по газу цифровой горной породы в зависимости от водонасыщенности. Примеры применения фазовой проницаемости по газу включают в себя оценку темпов добычи газа в зависимости от водонасыщенности; определение критической насыщенности, т.е., водонасыщенности, при которой добывают незначительное (нерентабельное) количество газа. Фазовую проницаемость по газу могут определять на основе результатов моделирования дренирования либо при помощи любого другого подхода, при помощи которого в поровом пространстве цифровой горной породы распределяют два флюида. Например, фазовую проницаемость по газу могут определять на основе подхода капиллярного дренирования или подхода максимума вписанных сфер, как описано в настоящем документе.

На фиг. 11 показаны результаты вычисления фазовой проницаемости по газу. На фиг. 11 данные фазовой проницаемости по газу демонстрируют отклик на модели насыщенности, исходя из моделирования дренирования для нескольких исходных изображений. В случае продуктивного газового пласта-коллектора желательнее понимать как фазовая проницаемость по газу изменяется в зависимости от насыщенности. На фиг. показано как различные породы могут останавливать течение газа при газонасыщенности приблизительно в диапазоне 70-25%.

Фазовая проницаемость по конкретному флюиду представляет собой отношение фазовой проницаемости этого флюида при данной насыщенности к некоторому базовому (абсолютному) значению проницаемости. Фазовую проницаемость данной горной породы обычно определяют экспериментально способом установившегося режима, либо способом неустановившегося режима. И в способе установившегося режима, и в способе неустановившегося режима флюид или флюиды внедряют в поровое пространство горной породы при некотором начальном условии насыщения. Квазистатическую фазовую проницаемость можно вычислить как

$$k_{r(o,w)}(S_{(o,w)}) = \frac{k_{(o,w)}(S_{(o,w)})}{k_{abs}}$$

где

k_{abs} - абсолютная проницаемость горной породы, как описано выше;

$k_{(o,w)}S_{(o,w)}$ - проницаемость по нефти или по воде при данной нефте- или водонасыщенности и

k_r - фазовая проницаемость, представляет собой отношение проницаемости либо по нефти, либо по воде, к абсолютной проницаемости горной породы.

Путем выполнения однофазного прямого численного моделирования отдельно для нефти и воды варианты осуществления могут определять фазовую проницаемость по каждой из них при данной насыщенности. Фазовую проницаемость могут применять, например, для оценки темпов добычи нефти и воды в зависимости от насыщенности, либо для определения начальных уровней отбора (фазовая проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности).

На фиг. 12 показаны результаты вычисления квазистатической фазовой проницаемости на основе моделирования дренирования (rc_1f) и максимума вписанных сфер (mis), используемых для определения местоположения смачивающей и несмачивающей фаз в цифровой горной породе. Предполагая отсутствие переноса импульса на границе раздела флюид-флюид (нефть-вода), модели насыщения могут использовать в программе для моделирования однофазного потока. В этом случае границу раздела флюид-флюид обрабатывают с тем же граничным условием, что и границу раздела флюид-твердое вещество, а именно граничным условием отсутствия проскальзывания (нулевой скорости). Используя в программе моделирования однофазного потока распределения смачивающей и несмачивающей фаз по отдельности, варианты осуществления могут создавать кривые квазистатической фазовой проницаемости. Вычисление квазистатической фазовой проницаемости могут рассматривать как приближение или скрининг программы моделирования фазовой проницаемости. Несмотря на то, что технические решения прямого численного моделирования доступны для моделирования двухфазного потока, такие технические решения очень дороги в вычислительном отношении по сравнению с квазистатическим подходом, раскрываемым в настоящем документе.

Система 102 обеспечивает гибкость для начала моделирования многофазного потока с различных начальных насыщений. Такая гибкость важна, поскольку любой данный пласт-коллектор будет демонстрировать некоторый диапазон состояний насыщения в течение периода эксплуатации месторождения. В ходе моделирования фазовой проницаемости начальное насыщение обычно устанавливают путем процесса дренирования, при котором несмачивающая фаза вытесняет водную фазу, изначально занимавшую поровое пространство. После установления начального насыщения моделирование с целью определения фазовой проницаемости как правило будут выполнять в соответствии с процедурой неустановившегося или установившегося режима. На фиг. 13 показана цифровая горная порода с начальным распределением

воды, установленным в результате моделирования дренирования. Во время моделирования варианты осуществления способа 800 могут добавлять критерии с целью предотвращения проникновения в области порового пространства, где вода становится изолированной или не соединенной с выходным отверстием цифровой горной породы. Эти области определяют как светлые области на фиг. 13 и обычно они стремятся располагаться около контактов зерно-зерно и меньших областях порового пространства. Этот способ можно использовать для представления лабораторной процедуры, при которой устанавливают начальную водонасыщенность, которую иногда называют остаточной водонасыщенностью или связанной водой.

Коэффициент электрического сопротивления (RI) горной породы представляет собой отношение истинного удельного сопротивления горной породы (например, при заданной насыщенности) к удельному сопротивлению той же породы, заполненной водой. Таким образом, RI может быть определен как

$$RI = \frac{R_t}{R_o}$$

где

R_t - удельное сопротивление при заданном насыщении и

R_o - удельное сопротивление при 100% водонасыщенности.

Наилучшее совпадение графика зависимости RI от водонасыщенности с использованием степенного закона дает показатель насыщенности (n) для данного образца, где

$$RI = S_w^{-n}$$

Показатель насыщенности n комбинируют с полученными по каротажу оценками удельного сопротивления пластовой воды (R_w), истинным удельным сопротивлением (R_t) и пористостью (Φ) для оценки водонасыщенности пласта-коллектора, что представляет собой важную функцию определения параметров пласта-коллектора при помощи следующего выражения:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{\Phi^m R_t}}$$

Коэффициент электрического сопротивления моделируют путем создания цифровой горной породы с двумя или несколькими несмешивающимися флюидами в качестве исходного данного для программы моделирования электропроводности. Система 102 может включать в себя любое количество различных программ моделирования электропроводности, которые могут быть использованы исходя из различных численных подходов. Две широко известные программы моделирования электропроводности для нахождения решения для электрического тока используют подходы конечных разностей или конечных элементов. Система 102 может моделировать коэффициент электрического сопротивления путем создания цифровой горной породы с двумя или несколькими несмешивающимися флюидами в качестве исходного данного для программы моделирования электропроводности. Нефтяную (или газовую) и твердую фазы могут эффективно использовать как непроводящие фазы по сравнению с фазой соленой воды или микропористой фазой, которые используют как проводящие.

Распределение флюидов в поровом пространстве оказывает существенное влияние на коэффициент электрического сопротивления, который в свою очередь оказывает влияние на показатель насыщенности (n). Варианты осуществления системы 102 обеспечивают гибкость в насыщении цифровой горной породы, что важно, поскольку для определения параметров пласта-коллектора важно понимать какое распределение является характерным для конкретного пласта-коллектора. Определение соответствующих значений показателя насыщенности особенно полезно, так как в электрическом каротаже показатель насыщенности часто используют для преобразования данных, полученных с помощью приборов каротажа сопротивления, в водонасыщенность. Понимание местоположения и количества воды в углеводородсодержащей толще горной породы важно для оптимизации разработки данного пласта-коллектора.

Приведенное выше описание призвано проиллюстрировать различные принципы и варианты осуществления настоящего раскрытия изобретения. Несмотря на то, что были показаны и описаны некоторые варианты осуществления, специалисты в данной области техники могут внести изменения, которые не выходят за пределы существа настоящего раскрытия изобретения. Варианты осуществления описаны в настоящем документе только для примера и не являются ограничивающими. Следовательно, объем защиты не ограничивается приведенным выше описанием, но ограничивается только следующей ниже формулой изобретения, пункты которой включают в себя все эквиваленты заявленного предмета изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид, предусматривающий

сегментирование цифрового изображения объема, соответствующего одному или нескольким изображениям образца горной породы, для того, чтобы связать воксели цифрового изображения объема с

поровым пространством или твердым веществом;

для каждого вокселя порового пространства применение к вокселю порового пространства трансформанты расстояния, при этом трансформанта расстояния присваивает вокселю порового пространства значение расстояния, указывающее расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества;

численное моделирование дренирования образца горной породы путем для порового пространства выбора каждого значения расстояния, присвоенного вокселю порового пространства в поровом пространстве, которое превышает заранее заданное пороговое значение, с целью представления радиуса сферы несмачивающего флюида, внедренного в поровое пространство, и при этом центр сферы находится в вокселе порового пространства, соответствующем значению расстояния; и

численного анализа цифрового изображения объема с целью описания свойств вещества образца горной породы при флюидонасыщении несмачивающим флюидом, полученным за счет дренирования.

2. Способ по п.1, в котором трансформанта расстояния определяет евклидово расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества, либо определяет расстояние городских кварталов от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества.

3. Способ по п.1, в котором численное моделирование дренирования образца горной породы предусматривает после завершения применения значений расстояний для представления сфер несмачивающего флюида в цифровом изображении объема выполнение итеративного анализа сообщаемости каждого порового пространства со входным отверстием, через которое несмачивающий флюид внедряют в цифровое изображение объема.

4. Способ по п.3, в котором численное моделирование дренирования образца горной породы предусматривает после завершения итеративного анализа связности обработку каждой сферы несмачивающего флюида, которая определена как имеющая связность со входным отверстием в порядке связности, определенном при итеративном анализе связности.

5. Способ по п.3, в котором входное отверстие содержит любую сторону цифрового изображения объема, либо входное отверстие содержит любое некоторое количество сторон цифрового изображения объема.

6. Способ по п.1, в котором моделирование дренирования образца горной породы предусматривает запрет на внедрение несмачивающего флюида в области порового пространства, не имеющие связи с выходным отверстием, через которое смачивающий флюид выходит из цифрового изображения объема.

7. Способ по п.1, дополнительно предусматривающий изменение порогового значения с целью изменения насыщенности несмачивающим флюидом.

8. Способ по п.1, в котором каждая сфера несмачивающего флюида целиком содержится в поровом пространстве исходя из значения расстояния, полученного из трансформанты евклидова расстояния, либо сфера несмачивающего флюида перекрывает твердое вещество исходя из значения расстояния, полученного из трансформанты расстояния городских кварталов.

9. Способ по п.1, в котором численный анализ предусматривает

определение значения фазовой проницаемости по газу для образца горной породы путем применения моделирования однофазного потока к смачивающему флюиду и несмачивающему флюиду в поровом пространстве;

определение значения квазистатической фазовой проницаемости для смачивающего флюида и несмачивающего флюида в поровом пространстве путем применения моделирования однофазного потока или

определение коэффициента электрического сопротивления для образца горной породы путем назначения проводящих свойств с целью проведения различий между фазами твердого вещества и флюида, смачивающего и несмачивающего, и применение моделирования электропроводности к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет дренирования; или

определение ядерного магнитного отклика путем применения моделирования ядерного магнитного резонанса к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет процесса дренирования смачивающего и несмачивающего флюида в поровом пространстве.

10. Способ по п.1, дополнительно предусматривающий назначение краевого угла смачивания флюидом каждому вокселю твердого вещества, смежному с вокселем порового пространства, исходя из насыщенности флюидом, полученной за счет дренирования.

11. Система для анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид, где система содержит

устройство для получения изображения, рассчитанное на получение цифрового изображения объема, характеризующего образец горной породы; и вычислительное устройство, соединенное с устройством для получения изображения и включающее в себя

один или несколько процессоров и

одно или несколько запоминающих устройств, соединенных с одним или несколькими процессорами и рассчитанных на хранение команд, которые при выполнении одним или несколькими процессорами

конфигурируют один или несколько процессоров для

сегментирования цифрового изображения объема, соответствующего одному или нескольким изображениям образца горной породы, для того, чтобы связать воксели цифрового изображения объема с поровым пространством или твердым веществом;

для каждого вокселя порового пространства

применение к вокселю порового пространства трансформанты расстояния, при этом трансформанта расстояния присваивает вокселю порового пространства значение расстояния, указывающее расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества;

выполнение прямого численного моделирования дренирования образца горной породы и в рамках этого моделирования

для порового пространства

выбор каждого значения расстояния, присвоенного вокселю порового пространства, которое превышает заранее заданное пороговое значение, с целью представления радиуса сферы несмачивающего флюида, внедренного в поровое пространство, и при этом центр сферы находится в вокселе порового пространства, соответствующем значению расстояния; и

численный анализ цифрового изображения объема с целью описания свойств вещества образца горной породы при насыщенности несмачивающим флюидом, полученной за счет дренирования.

12. Система по п.11, в которой трансформанта расстояния определяет евклидово расстояние или расстояние городских кварталов от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества.

13. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров, чтобы в рамках моделирования

после завершения применения значений расстояний для представления сфер несмачивающего флюида в цифровом изображении объема выполнять итеративный анализ сообщаемости каждого порового пространства со входным отверстием, через которое несмачивающий флюид внедряют в цифровое изображение объема; и затем

обрабатывать каждую сферу несмачивающего флюида, которая определена как имеющая связность со входным отверстием, в порядке связности, определенном при итеративном анализе.

14. Система по п.13, в которой входное отверстие содержит любую сторону цифрового изображения объема, либо входное отверстие содержит любое некоторое количество сторон цифрового изображения объема.

15. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров, чтобы в качестве части моделирования запретить внедрение несмачивающего флюида в области порового пространства, не имеющие связи с выходным отверстием, через которое смачивающий флюид выходит из цифрового изображения объема.

16. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров, чтобы в качестве части моделирования изменять пороговое значение с целью изменения насыщенности несмачивающим флюидом.

17. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров, чтобы в рамках моделирования

создавать каждую сферу несмачивающего флюида целиком в пределах порового пространства исходя из значения расстояния, полученного из трансформанты евклидова расстояния; или

создавать сферу несмачивающего флюида, которая перекрывает твердое вещество, исходя из значения расстояния, полученного из трансформанты расстояния городских кварталов.

18. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров с целью определения значения фазовой проницаемости по газу для образца горной породы путем применения моделирования однофазного потока к смачивающему флюиду и несмачивающему флюиду в поровом пространстве;

определения значения квазистатической фазовой проницаемости для смачивающего флюида и несмачивающего флюида в поровом пространстве путем

применения однофазного потока;

определения коэффициента электрического сопротивления для образца горной породы путем назначения проводящих свойств с целью проведения различий между фазами твердого вещества и флюида, смачивающего и несмачивающего, и применения моделирования электропроводности к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет дренирования; или

определения ядерного магнитного отклика путем применения моделирования ядерного магнитного резонанса к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет процесса дренирования, для смачивающего и несмачивающего флюида в поровом пространстве.

19. Система по п.11, в которой команды конфигурируют один или несколько процессоров для назначения краевого угла смачивания флюидом каждому вокселю твердого вещества, смежному с вокселем порового пространства, исходя из насыщенности флюидом, полученной за счет дренирования.

20. Энергонезависимый машиночитаемый носитель, закодированный при помощи команд для анализа образца горной породы при одном или нескольких моделируемых условиях флюидонасыщения с

множеством несмешиваемых жидкостей, включающих смачивающий флюид и несмачивающий флюид, исполнение которых приводит к тому, что один или несколько процессоров

выполняют сегментирование цифрового изображения объема, соответствующего одному или нескольким изображениям образца горной породы, для того, чтобы связать воксели цифрового изображения объема с поровым пространством или твердым веществом;

для каждого вокселя порового пространства

применяют к вокселю порового пространства трансформанты расстояния, при этом трансформанта расстояния присваивает вокселю порового пространства значение расстояния, указывающее расстояние от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества;

выполняют прямое численное моделирование дренирования образца горной породы и в рамках этого моделирования для порового пространства

выбирают каждое значение расстояния, присвоенного вокселю порового пространства, которое превышает заранее заданное пороговое значение, с целью представления радиуса сферы несмачивающего флюида, внедренного в поровое пространство, и при этом центр сферы находится в вокселе порового пространства, соответствующем значению расстояния; и

выполняют численный анализ цифрового изображения объема с целью описания свойств вещества образца горной породы при насыщенности несмачивающим флюидом, полученной за счет дренирования.

21. Машиночитаемый носитель по п.20, в котором трансформанта расстояния определяет евклидово расстояние или расстояние городских кварталов от вокселя порового пространства до вокселя твердого вещества.

22. Машиночитаемый носитель по п.20, в котором команды приводят к тому, что один или несколько процессоров в рамках моделирования

после завершения применения значений расстояний для представления сфер несмачивающего флюида в цифровом изображении объема выполняют итеративный анализ сообщаемости каждого порового пространства со входным отверстием, через которое несмачивающий флюид внедряют в цифровое изображение объема; и затем

обрабатывают каждую сферу несмачивающего флюида, которая определена как имеющая связность со входным отверстием, в порядке связности, определенном при итеративном анализе;

при этом входное отверстие включает в себя одну или несколько сторон цифрового изображения объема.

23. Машиночитаемый носитель по п.20, в котором команды приводят к тому, что один или несколько процессоров в качестве части моделирования запрещает внедрение несмачивающего флюида в области порового пространства, не имеющие связи с выходным отверстием, через которое смачивающий флюид выходит из цифрового изображения объема.

24. Машиночитаемый носитель по п.18, в котором команды приводят к тому, что один или несколько процессоров изменяют насыщенность несмачивающим флюидом путем изменения порового значения.

25. Машиночитаемый носитель по п.20, в котором команды приводят к тому, что один или несколько процессоров

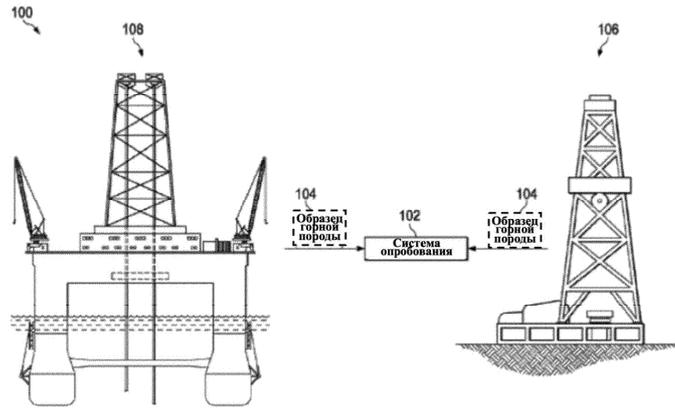
определяют значение фазовой проницаемости по газу для образца горной породы путем применения моделирования однофазного потока к смачивающему флюиду и несмачивающему флюиду в поровом пространстве;

определяют значение квазистатической фазовой проницаемости для смачивающего флюида и несмачивающего флюида в поровом пространстве путем применения однофазного потока;

определяют коэффициент электрического сопротивления для образца горной породы путем назначения проводящих свойств с целью проведения различий между фазами твердого вещества и флюида, смачивающего и несмачивающего, и применения моделирования электропроводности к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет дренирования; или

определяют ядерный магнитный отклик путем применения моделирования ядерного магнитного резонанса к цифровому изображению объема в соответствии с насыщенностью, полученной за счет процесса дренирования, для смачивающего и несмачивающего флюида в поровом пространстве.

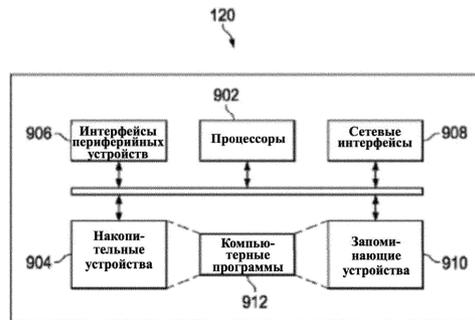
26. Машиночитаемый носитель по п.20, в котором команды приводят к тому, что один или несколько процессоров назначают краевой угол смачивания флюидом каждому вокселю твердого вещества, смежному с вокселем порового пространства, исходя из насыщенности флюидом, полученной за счет дренирования.



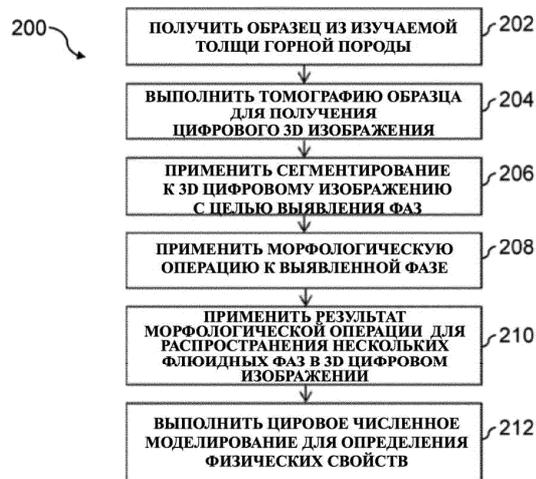
Фиг. 1А



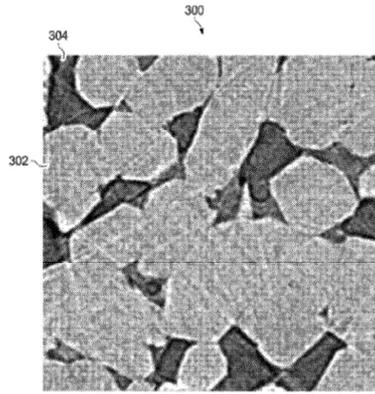
Фиг. 1В



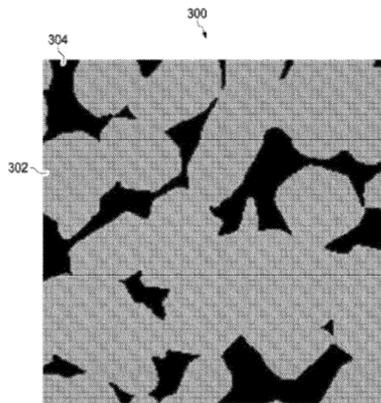
Фиг. 1С



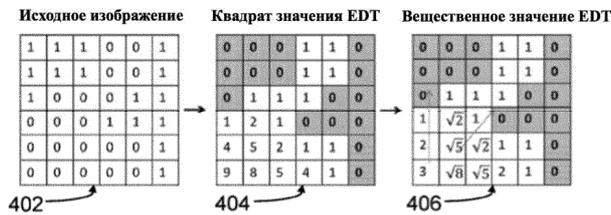
Фиг. 2



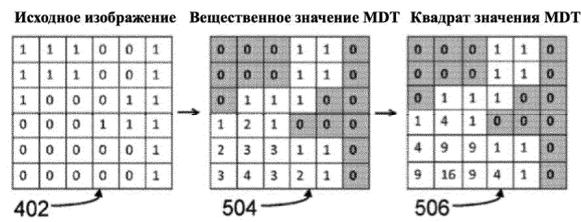
Фиг. 3А



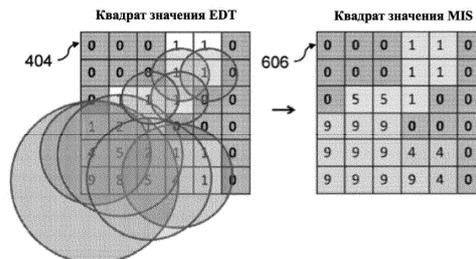
Фиг. 3В



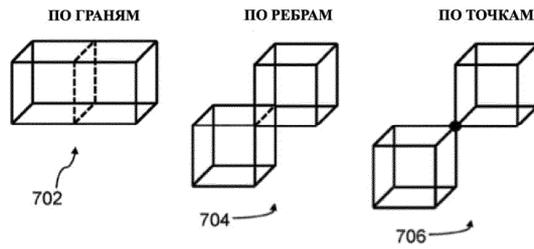
Фиг. 4



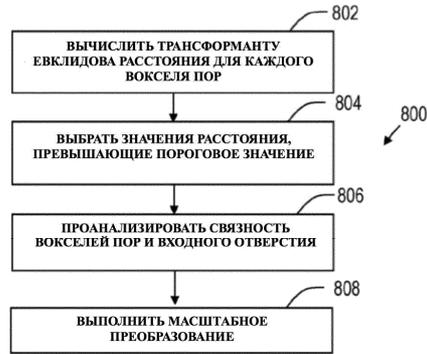
Фиг. 5



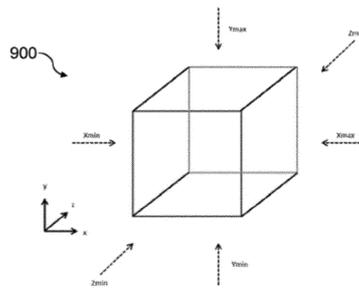
Фиг. 6



Фиг. 7



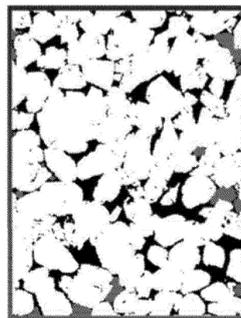
Фиг. 8



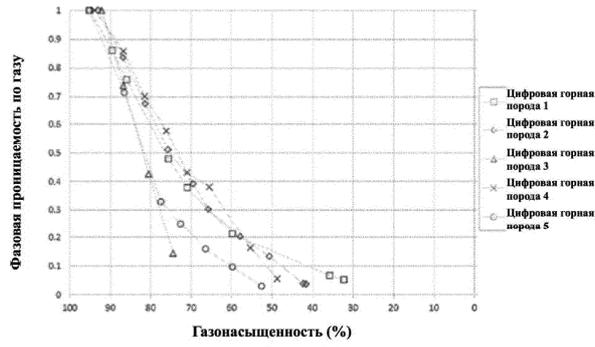
Фиг. 9



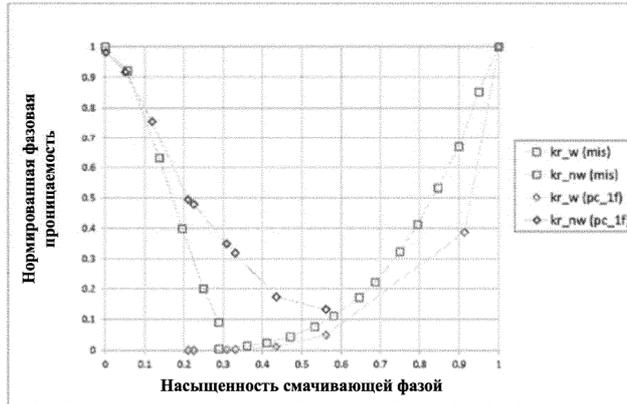
Фиг. 10А



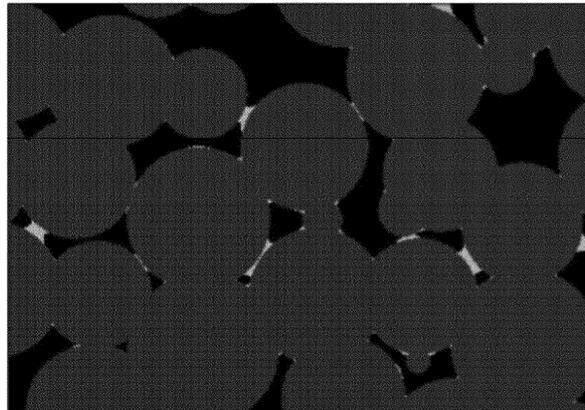
Фиг. 10В



Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13

