

(12) МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С  
ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

(19) Всемирная Организация  
Интеллектуальной Собственности  
Международное бюро



(43) Дата международной публикации  
06 октября 2016 (06.10.2016)

WIPO | РСТ

(10) Номер международной публикации  
**WO 2016/159807 A1**

- (51) Международная патентная классификация:  
*G01N 13/00* (2006.01) *G01N 23/04* (2006.01)
- (21) Номер международной заявки: PCT/RU2015/000193
- (22) Дата международной подачи:  
27 марта 2015 (27.03.2015)
- (25) Язык подачи: Русский
- (26) Язык публикации: Русский
- (71) Заявитель (только для US): ШЛЮМБЕРЖЕ  
ТЕКНОЛОДЖИ КОРПОРЕЙШН (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION) [US/US]; 300  
Шлومберже Драйв Шугар Лэнд, Техас, 77478, Sugar  
Land (US).
- (71) Заявитель (только для CA): ШЛЮМБЕРЖЕ  
КАНАДА ЛИМИТЕД (SCHLUMBERGER CANADA  
LIMITED) [CA/CA]; 125 - 9 Авеню С.Е Калгари,  
Альберта, T2G 0P6, Calgary (CA).
- (71) Заявитель (только для FR): СЕРВИСЕС  
ПЕТРОЛИЕРС ШЛЮМБЕРЖЕ (SERVICES PET-  
ROLIERS SCHLUMBERGER) [FR/FR]; 42 рю Сент  
Доминик, Париж, F-75007, Paris (FR).
- (71) Заявитель (для всех указанных государств, кроме CA,  
FR, US): ШЛЮМБЕРЖЕ ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.  
(SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.) [NL/NL];  
Паркштраат 83-89 Гаага, NL-2514 JG, Hague (NL).
- (72) Изобретатели: ДЫШЛЮК, Евгений Николаевич  
(DYSHLYUK, Evgeny Nikolaevich); ул. Череповецкая,  
14-158 Москва, 127576, Moscow (RU). ДИНАРИЕВ,  
Олег Юрьевич (DINARIEV, Oleg Yuryevich); ул.

Вавилова, 81-115 Москва, 117335, Moscow (RU).  
ЯКИМЧУК, Иван Викторович (YAKIMCHUK, Ivan  
Victorovich); ул. Московская, 3-31 Московская обл.,  
Протвино, 142280, Protvino (RU). ЕВСЕЕВ, Николай  
Вячеславович (EVSEEV, Nikolay Vyacheslavovich);  
Ленинградский просп., 74-6-48 Москва, 125315, Mo-  
scow (RU).

(74) Агент: АРХИПОВА, Вера Николаевна (ARKHI-  
POVA, Vera Nikolaevna); Технологическая компания  
Шлумберже, ул. Пудовкина, 13, Москва, 119285, Mo-  
scow (RU).

(81) Указанные государства (если не указано иначе, для  
каждого вида национальной охраны): AE, AG, AL, AM,  
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY,  
BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM,  
DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,  
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR,  
KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG,  
MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM,  
PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC,  
SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN,  
TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Указанные государства (если не указано иначе, для  
каждого вида региональной охраны): ARIPO (BW, GH,  
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ,  
TZ, UG, ZM, ZW), евразийский (AM, AZ, BY, KG, KZ,  
RU, TJ, TM), европейский патент (AL, AT, BE, BG, CH,  
CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE,  
IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO,  
RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM,  
GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

[продолжение на следующей странице]

(54) Title: METHOD FOR DETERMINING EQUILIBRIUM WETTABILITY OF ROCK SAMPLE

(54) Название изобретения : СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАВНОВЕСНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ ОБРАЗЦА ГОРНОЙ ПОРОДЫ

(57) Abstract: The invention relates to the field of investigating wetting properties. In order to determine the equilibrium wettability of a surface of a section of hollow space and solid phase of a rock sample, a three-dimensional image of the inner structure of the sample is produced. The hollow space and solid phase of the inner structure of the sample are identified on the produced image. A surface is determined for a section of the hollow space and solid phase of the sample, and the distribution of minerals on said surface is also determined. The wettability is determined for the solid phase in each point of the surface of the section of hollow space and solid phase of the rock sample. The process of oil migrating into the hollow space, which is filled with formation water at an initial stage of the development of an oil and gas deposit, is modeled numerically, and the equilibrium wettability is determined for the surface of the section of the hollow space and solid phase of the rock sample.

(57) Реферат: Изобретение относится к области изучения свойств смачивания. Для определения равновесной смачиваемости поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы получают трехмерное изображение внутренней структуры образца. На полученном изображении внутренней структуры образца выделяют пустотное пространство и твердую фазу. Определяют поверхность раздела пустотного пространства и твердой фазы образца и распределение минералов на этой поверхности. Определяют смачиваемость твердой фазы в каждой точке поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы. Численно моделируют процесс миграции нефти в пустотное пространство, заполненное пластовой водой на начальном этапе формирования нефтегазового месторождения, и, наконец, определяют равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы.

WO 2016/159807 A1



---

Опубликована:

— с отчётом о международном поиске (статья 21.3)

## СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАВНОВЕСНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ ОБРАЗЦА ГОРНОЙ ПОРОДЫ

### ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

Настоящее изобретение относится к области исследования взаимодействия твердой среды с двумя несмешиваемыми жидкостями, а именно к изучению свойств смачивания, и предназначено для определения равновесной смачиваемости поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы

### УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

Смачиваемость — это поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых твёрдое тело, а другие — несовмещающиеся жидкости или жидкость и газ. Смачиваемость проявляется в полном или частичном растекании жидкости по твердой поверхности или в присоединении к этой поверхности в присутствии другой жидкости, несмешивающейся с первой. Смачиваемость является важным параметром во многих отраслях промышленности, таких как фармацевтическая, легкая промышленность, нефтяная и газовая промышленность, и т.д.

Например, в нефтегазовой промышленности смачиваемость поверхности пород-коллекторов является одним из основных факторов, определяющих местоположение, потоки и распределения жидкостей в резервуаре. Будучи основным фактором, определяющим распределение жидкостей в резервуаре, смачиваемость влияет на многие типы геофизических и петрофизических исследований свойств коллекторов — электрические свойства, кривые капиллярного давления, относительные фазовые проницаемости и т.д. Смачиваемость породы сильно влияет на выбор оптимальных способов добычи нефти, особенно в процессе вторичных и третичных методов добычи.

Смачиваемость часто классифицируют по средней аффинности жидкостей к поверхности, например, в нефтегазовой промышленности выделяют: смачиваемую водой

породу, нейтральную смачиваемость или смачиваемую нефтью породу; и по пространственному распределению смачиваемости, например, в нефтегазовой промышленности: однородная, фракционная (гетерогенные поверхности со случайным распределением частиц породы обладающих разной смачиваемостью), смешанная смачиваемость (например, мелкие поры лучше смачиваются водой, а более крупные поры лучше смачиваются нефтью), и т.д..

Смачиваемость определяется физико-химическими взаимодействиями жидких сред друг с другом и с гетерогенной поверхностью твердых сред. Из-за сложности исследования поверхностных взаимодействий до настоящего времени не существует какого-либо универсального метода для определения смачиваемости. Сложное пространственное распределение смачиваемости на поверхности пористой горной породы хорошо известный факт. Определение характера распределения смачиваемости является одной из важных задач в нефтегазовой промышленности.

В большинстве отраслей промышленности основным методом, используемым для оценки смачиваемости, является метод измерения контактного угла между поверхностью твердого тела и межфазной поверхностью двух смачивающих жидкостей (см., например, W. Abdallah et al., *Fundamentals of Wettability*, Oilfield review, vol. 19, no. 2, pp. 44-61, 2007). Недостатком этого метода является длительное время, необходимое для установления равновесного угла смачивания (до 1000 ч.), гистерезис контактного угла, обусловленный множеством причин, таких как, но не ограничиваясь ими: поверхностная структура, поверхностные неоднородности, и др. Другим недостатком метода является то, что метод применим для оценки смачиваемости гладких однородных поверхностей и его довольно трудно реализовать для характеристики поверхностей пористых сред и гетерогенных поверхностей.

В нефтяной и газовой промышленности смачиваемость сильно смачиваемого водой или сильно смачиваемого нефтью резервуара в некоторых случаях может быть определена по результатам скважных геофизических исследований. В большинстве же случаев, для исследования смачиваемости используются лабораторные исследования керна горной породы. Методы USBM и метод Амота-Харви или их комбинации считаются отраслевыми стандартами для оценки смачиваемости керна (см., например, E. Donaldson and W. Alam,

Wettability, Houston: Gulf Publishing Company, 2008, pp. 2-27). Оба перечисленных метода основаны на лабораторном моделировании процессов вытеснения нефти водой и воды нефтью, происходящих в пласте. В результате экспериментов по определению смачиваемости данными методами, как правило для каждого образца керна находят лишь одно число, характеризующее смачиваемость: между -1 и +1 для метода Амота и между  $-\infty$  и  $+\infty$  для USBM. Это число не характеризует смачиваемость напрямую, скорее оно характеризует эффективность вытеснения жидкостей в указанных процессах и в связи с тем, что эффективность вытеснения зависит от смачиваемости этот параметр имеет отношение к состоянию смачиваемости. В то же время полученное число не позволяет определить ни контактный угол смачивания жидкости на поверхности и не дает никакой информации о распределении смачиваемости на поверхности керна. Сложная внутренняя структура пор оказывает дополнительное влияние на результаты тестов вне зависимости от состояния смачиваемости поверхностей.

Большинство из упомянутых методов позволяют определить среднюю смачиваемость, в то время как неоднородность смачивания этими методами не оценивается. По нашим данным, в настоящий момент в нефтегазовой промышленности не было предложено метода для оценки пространственной неоднородности смачиваемости.

## РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Обеспечиваемый в настоящем изобретении способ обеспечивает определение равновесной смачиваемости поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы (минеральной матрицы, минерального скелета) образца горной породы в том состоянии, в котором порода находится в пласте после образования нефтегазового месторождения, но до того, как порода подверглась влиянию техногенных воздействий человека. А именно, влиянию, вызванному воздействием на горную породу за счет проникновения бурового раствора, механического воздействия на образец при выбуривании, изменений смачиваемости породы, вызванных подъемом, транспортировкой, хранением керна и т.д. Знание распределения равновесной смачиваемости обеспечивает возможность построения корректной модели исследуемого

резервуара с учетом взаимодействия между твёрдой фазы породы и флюидами, насыщающими пустотное пространство. Такая модель предназначена для выбора оптимальных сценариев разработки месторождений жидких углеводородов путем их численного моделирования.

В соответствии с предлагаемым способом определения равновесной смачиваемости поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы получают трехмерное изображение внутренней структуры образца. На полученном изображении внутренней структуры образца выделяют пустотное пространство и твёрдую фазу. Определяют поверхность раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца и распределение минералов на этой поверхности. Определяют смачиваемость твердой фазы в каждой точке поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы. Численно моделируют процесс миграции нефти в пустотное пространство, заполненное пластовой водой на начальном этапе формирования нефтегазового месторождения, и, наконец, определяют равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы.

В соответствии с одним из вариантов осуществления изобретения получение трехмерного изображения внутренней структуры образца горной породы выполняют методом компьютерной рентгеновской микротомографии, в соответствии с другими вариантами осуществления изобретения – методом нейтронной микротомографии или методом послойной электронной микроскопии с использованием фокусированного ионного пучка.

В соответствии с одним из вариантов осуществления изобретения распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы определяют на основе данных рентгеновской микротомографии путем сравнения линейных коэффициентов ослабления рентгеновского излучения, полученных в результате сканирования образца, с теоретическими линейными коэффициентами ослабления рентгеновского излучения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца

горной породы определяют на основе данных рентгеновской микротомографии, дополненных результатами энерго-дисперсионного рентгеновского микроанализа.

В соответствии с еще одним вариантом осуществления изобретения распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца горной породы задают в соответствии с объёмным содержанием минералов в образце, определенным путем применения специальных методов исследования керна горной породы, таких как рентгенодифракционный анализ, анализ шлифов.

В других вариантах осуществления изобретения перед определением смачиваемости твердой фазы в каждой точке поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца определяют фактор шероховатости поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы образца, который учитывают как эффективную поправку к смачиваемости твердой фазы.

В соответствии с одним из вариантов осуществления изобретения равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы горной породы определяют путем численного моделирования процесса первичной миграции нефти отдельными молекулами или кластерами молекул посредством диффузии внутри пластовой воды.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы горной породы определяют путем численного моделирования процесса первичной миграции нефти как макроскопической фазы за счет сил гравитации (плотность нефти ниже плотности пластовой воды). В соответствии с еще одним вариантом осуществления изобретения численно моделируется совместное действие обоих механизмов миграции, играющих разную роль на разных стадиях формирования нефтяной залежи.

## КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг. 1 приведена блок-схема варианта осуществления способа, каждый блок которой соответствует результатам, получаемым в ходе осуществления способа, на фиг. 2 приведена блок-схема того же варианта

осуществления способа, но в виде последовательности действий, которые необходимо выполнить.

## ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Согласно современной научной концепции образования нефтяных резервуаров, считается, что изначально межпоровое пространство пористой среды нефтяного резервуара заполнено пластовой водой, соответственно вся поверхность твёрдой фазы горной породы была покрыта пластовой водой. Впоследствии нефть мигрировала (из нефтематеринской породы) в область нефтяного пласта, вытесняя пластовую воду. По истечении длительного (геологического) времени, полярные компоненты, присутствующие в нефти могли адсорбироваться на части поверхностей твёрдой фазы горной породы, образуя тонкие пленки нефтяных отложений на поверхности твёрдой фазы. Как показывают лабораторные исследования, эти отложения, как правило достаточно прочно связаны с поверхностью, так, что порой очистка данных отложений – пленок при экстракции керна вызывает значительные трудности. В нефтяной промышленности для очистки керна используются экстракционные аппараты типа Сокслета или Дина-Старка, в которых через керн циркулируют сильные растворители, такие как Тoluол, Бензол, Метанол и т.д., либо их комбинации при высоких температурах и в течение длительного времени.

Так как образовавшиеся адсорбированные пленки нефтяных компонент прочно связаны с поверхностью и, с большой вероятностью, не десорбируются при разработке месторождения (часто не десорбируются, даже с помощью упомянутых выше методов очистки керна), для характеристики смачиваемости горной породы необходимо определить смачиваемость породы покрытой пленками данных отложений, а не непосредственно смачиваемость твёрдой фазы породы  $W^0(A)$ . Именно это состояние поверхности горной породы (толщиной пленок нефтяных отложений мы пренебрегаем) мы будем называть равновесным состоянием. Под определением равновесной смачиваемости мы понимаем нахождение параметра смачиваемости  $W(A)$ , для каждой точки поверхности  $A$  породы, соответствующего равновесному состоянию в пласте.

Как показано на фиг. 1 и 2, предлагаемый способ включает получение изображения (сканирование) образца 1 горной породы и получение 2 трёхмерного изображения 3 образца 1. Сканирование может быть осуществлено, например, методом компьютерной рентгеновской микротомографии. Метод рентгеновской томографии позволяет определять пространственное распределение линейных коэффициентов ослабления (ЛКО) рентгеновского излучения внутри образца. В ходе эксперимента исследуемый образец просвечивают рентгеновским пучком с разных сторон. Прошедшее излучение (теневая проекция) при этом каждый раз регистрируется двумерным рентгеновским детектором. Далее, полученный массив теневых проекций восстанавливают каким-либо из известных алгоритмов реконструкции (например, обратное проецирование, алгебраические методы). Восстановленные данные являются послойным представлением внутренней структуры образца.

Сканирование может быть осуществлено также методом нейтронной микротомографии. Принципиальное отличие данного метода от метода рентгеновской томографии состоит в зондировании образца пучком нейтронов, а не рентгеновских фотонов. Все прочие ключевые элементы микротомографического эксперимента остаются практически без изменения. В результате реконструкции формируется трёхмерное изображение коэффициентов ослабления нейтронного пучка. Таким образом, наблюдаемый на изображении контраст имеет иную природу по сравнению с рентгеновским. При этом, как и в рентгеновском случае, контраст между твёрдой фазой и порами достаточен для проведения сегментации.

Возможно также применение других методов получения трёхмерных изображений, в том числе более высокого разрешения. Примерами таких методов могут служить рентгеновская нанотомография, растровая (сканирующая) электронная микроскопия со встроенной системой травления образца фокусированным ионным пучком. Последняя технология позволяет стравливать малую подобласть образца слой за слоем с шагом 10 нм. Последовательно с травлением производится съёмка этих слоёв в сканирующем электронном пучке. В итоге формируется трёхмерное изображение приповерхностного объёма размером около  $10 \times 10 \times 10$  мкм и разрешением около 10 нм. Возможна также комбинация вышеуказанных методов.

Затем проводят процедуру обработки **4** полученного изображения **3** образца **1**, которая состоит в выделении пустотного пространства и твёрдой фазы, а также определении поверхности **5** раздела пустотного пространства и твёрдой фазы (пора-порода) образца.

Трёхмерное изображение, размеченное на пустоты и твёрдую фазу, представляет собой модель **6** пустотного пространства образца горной породы, на которой, в конечном счёте, будет проведён расчёт **15** миграции нефти в пласт.

Для дальнейшего осуществления изобретения удобно в качестве поверхности **5** использовать ориентированную поверхность. Под ориентированной поверхностью здесь и далее понимается наличие в каждой её точке единым образом заданного параметра, определяющего с какой стороны от границы находится твёрдая фаза, а с какой – пора, то есть пустотное пространство. В качестве такого параметра может быть использована нормаль к поверхности, всюду направленная от породы к поре (или всюду наоборот).

Пусть  $A$  – ориентированная поверхность раздела пустотного пространства и твёрдой фазы исследуемого образца горной породы с нормалью, направленной от породы к поре. В общем случае для описания поверхности  $A$  может быть использована любая из известных систем координат трёхмерного пространства (например, прямоугольная декартова  $(x, y, z)$ ). Для определения  $A$  по полученному трёхмерному изображению внутренней структуры пористого образца горной породы, выраженному в значениях коэффициента ослабления, необходимо выполнить следующие операции: сегментация трёхмерного изображения (бинаризация); выделение точек трёхмерного изображения (вокселей), соответствующих границам раздела пора-порода; определение нормалей к поверхности в каждом вокселе.

Для построения модели **6** пустотного пространства, т.е. выделения на полученном трёхмерном изображении пустотного пространства и твёрдой фазы, необходимо выполнить лишь сегментацию трёхмерного изображения (бинаризация). Процедуры сегментации, необходимые для построения модели **6** пустотного пространства и определения поверхности **5** раздела пустотного пространства и твёрдой фазы, абсолютно идентичны.

Сегментация трёхмерного изображения может быть осуществлена любым из известных методов, наиболее подходящим в каждом конкретном случае в зависимости от качества данных и структуры объекта исследования. Один из возможных вариантов представлен в заявке WO/2014/003596. В результате должен быть получен трёхмерный массив (набор двумерных изображений), в котором в случае бинаризации значение «0» соответствует поровому пространству, а значение «1» соответствует породе. Вместо «1» может быть взято любое другое заранее установленное число. Например, для 8-битных изображений часто используют значение «255». Не ограничивая общности, далее всюду используется значение «1».

Выделение граничных вокселей необходимо для создания дискретного представления искомой поверхности 5. Эта операция может быть выполнена несколькими способами. Например, в ходе выполнения сегментации воксели, которые имели близкие вероятности принадлежности к обоим классам (пора «0» и порода «1»), могут быть классифицированы как граничные. Иная возможность состоит в определении границы известным морфологическим методом «эрозия». Суть операции состоит в том, что всем вокселям со значением «1», отстоящим от какого-либо из вокселей со значением «0» на расстояние меньшее наперёд заданного  $d$  присваивают значение «0». Далее, полученный массив может быть поэлементно вычтен из исходного, сегментированного. В результате будет получен массив со значением «1» на вокселях, принадлежащих границе пора-порода толщиной  $d$ . Представляется оптимальным использовать  $d = 1$ . В описанном варианте исходные несегментированные изображения не требуются.

Определение нормалей к поверхности в каждом вокселе может быть выполнено различными способами. Например, ориентация поверхности в каждой точке границы, найденной на предыдущем этапе, может быть определена через вычисление вектора градиента реконструированного микротомографического изображения в этой же точке. Данный подход основан на том, что пустотное пространство (заполненное воздухом или другим газом, водой или углеводородами, и т.д.) имеет меньшее значение ЛКО по сравнению с твёрдой (минеральной) фазой. По этой причине, на границе пора-порода градиент от поля ЛКО направлен перпендикулярно границе от меньших значений в поре к большим значениям в твёрдой фазе. Вычисление вектора градиента рекомендуется

производить в небольшой окрестности рассматриваемой точки для борьбы с шумами на реконструированных изображениях образца. Размер окрестности определяется как изображаемой структурой (характерные размеры особенностей), так и характеристиками шума.

Затем проводят минеральный анализ 7, т.е. определяют распределение 8 минералов на поверхности 5 раздела пустотного пространства и твердой фазы образца. Различные минералы обладают разными свойствами смачиваемости. По этой причине определение свойств смачиваемости поверхности пустотного пространства требует учёта её минерального состава. Обозначим через  $M(A)$  соответствие между точками на поверхности  $A$  и их минеральным составом  $M$  в малой окрестности каждой точки. Таким образом, значения  $M$  должны однозначно указывать на тип минерала соответствующей точки. Технически это удобно реализовать в виде таблицы целых чисел, каждое из которых кодирует тот или иной тип минерала. Далее эти числа присваиваются всем точкам поверхности  $A$  в зависимости от их минеральной принадлежности. В простейшем случае мономинеральной поверхности  $M(A) = M$ , где  $M$  соответствует, например, кварцу, доломиту и т.д. В более сложных случаях возникает необходимость определения  $M(A)$ , что может быть осуществлено различными способами. Ясно, что в силу ограниченности пространственного разрешения полученного трёхмерного изображения, в одной точке (вокселе) поверхности  $A$  может находиться несколько минералов (смесь минералов). В таком случае представляется целесообразным выделять подобные смеси в отдельные условные типы минералов и все дальнейшие процедуры проводить для них, как для независимых минералов. Если количество таких точек на поверхности  $A$  незначительно, то введение дополнительных условных минералов, соответствующих смесям реальных минералов, не имеет смысла и лишь усложняет осуществление изобретения.

Распределение  $M(A)$  можно определить напрямую из данных рентгеновской микротомографии, а именно реконструированных значений ЛКО и их сравнения с теоретическими. Величина ЛКО для каждого вещества (минерала, в частности) зависит от его химического состава, массовой плотности и энергии зондирующего рентгеновского пучка. В случае известного энергетического спектра пучка тип минерала в точке может быть приблизительно определен путём корреляции реконструированного и теоретически

рассчитанного значений ЛКО (см., например, J. H. Hubbel and S. S. M., "NIST X-ray Attenuation Databases," The National Institute of Standards and Technology (NIST), [Online]. Available: <http://www.nist.gov/pml/data/xraycoef/index.cfm>.) Некоторые минералы имеют слишком близкие значения ЛКО и, как правило, неразличимы.

Возможно определение  $M(A)$  из данных рентгеновской микротомографии, дополненных результатами энерго-дисперсионного рентгеновского микроанализа какой-либо области (сечения) исследуемого образца (Energy Dispersive X-Ray microanalysis, EDX), выполнимого в системах сканирующей электронной микроскопии (Scanning Electron Microscopy, SEM) (см., например, G. Ying, "Automated Scanning Electron Microscope Based Mineral Liberation Analysis," Journal of Minerals & Materials Characterization & Engineering, vol. 2, no. 1, pp. 33-41, 2003). В методе EDX-SEM происходит регистрация характеристического рентгеновского спектра (возбуждаемого электронным пучком микроскопа) каждой точки сканируемой поверхности образца. Для наилучшего результата рекомендуется подготовить плоскую поверхность на специализированных станках в соответствии с требованиями метода EDX-SEM (заливка эпоксидной смолой исходного образца, разрезывание в желаемом месте, шлифовка, полировка и напыление токопроводящего материала). Полученные спектры могут быть проинтерпретированы и представлены в виде количественного химического состава. Для дальнейшего определения распределения минералов на сканированной поверхности необходимо использовать библиотеку спектров минералов, которую потребуется создать самостоятельно. Иная возможность состоит в использовании коммерчески доступного программного обеспечения для проведения минеральной идентификации. Хотя это всего лишь информация о поверхности (или некоторого сечения), полученное распределение минералов может быть представительным, для того чтобы распространить распределение на трёхмерное изображение микротомографии и/или напрямую на  $A$  (например, на основании реконструированных значений ЛКО с предварительным пространственным совмещением распределения минералов и 3D изображения микротомографии).

Объёмное содержание минералов в породе может быть известно из результатов исследования кернового материала (например, рентгенодифракционными методами). В этом случае, распределение минералов  $M(A)$  на внутренней поверхности цифровой

модели образца может быть произведено в соответствии с объёмным содержанием. Данную процедуру можно провести как случайным образом с заданным распределением вероятности наличия минералов, так и более сложным способом, учитывая общие знания о структуре, строении и распределении определённых минералов в определённой породе. Так, для обломочной породы с определённым объёмным содержанием кварца – 95% и глины – 5% целесообразно распределить глины на поверхности вблизи контактов зёрен, а кварц – на поверхности самих зёрен вдали от контактов.

Существуют и иные методы, которые могут быть использованы для определения объёмного содержания минералов и их распределения **8** на поверхности  $M(A)$ , в частности. К таким методам могут быть отнесены, например: синхротронная микротомография с использованием монохроматического рентгеновского излучения, рентгеновская флуоресцентная микротомография, рентгеновская топо-томография.

Помимо распределения минералов, для более корректного определения свойств смачиваемости на поверхности образца могут быть приняты во внимание топографические особенности поверхности. Эти особенности могут быть учтены через процедуру **9** определения параметров локальной шероховатости поверхности. В общем случае, шероховатость поверхности должна описываться целым набором параметров. Среди них наиболее важным для определения смачиваемости является фактор шероховатости **10**, который вычисляется на поверхности  $A$ :

$$F(A) = \frac{S_{True}(A) - S_{CT}(A)}{S_{CT}(A)} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $S_{True}(A)$  – действительная площадь поверхности раздела пора-порода в некоторой малой окрестности рассматриваемой точки, а  $S_{CT}$  – площадь поверхности  $A$ , построенной по данным микротомографии, вычисленная в той же окрестности той же точки. Фактор шероховатости  $(1)$  отражает разницу в площадях поверхности, вычисленных на  $A$  и с помощью других методов более высокого разрешения.

Процедура **9** оценки значений **10** параметра  $F(A)$  в каждой точке поверхности  $A$  может быть выполнена разными способами. Например, возможны прямые измерения любым доступным методом топографии поверхности для каждого минерала, входящего в состав образца. Далее, производится расчёт фактора шероховатости для каждого из них

$F(M)$ . Наконец, с учётом ранее определённого распределения  $M(A)$  несложно рассчитать  $F(A)$ .

Фактор шероховатости для конкретного минерала может быть приближенно оценён на основании литературных данных. Для определённой ранее поверхности  $A$  раздела пустотного пространства и твёрдой фазы исследуемого пористого образца несложно вычислить полную площадь (площадь поверхности образца, включая пустотное пространство). Вычисленную таким образом площадь можно сравнить с аналогичной величиной, измеренной лабораторно на этом же (желательно) или подобном образце. Площадь поверхности образца горной породы может быть измерена, например, широко известным методом BET (см., например, S. Brunauer, P. Emmett and E. Teller, "Adsorption of Gases in Multimolecular Layers," *J. Am. Chem. Soc.*, vol. 60, p. 309, 1938) или любым другим. Далее, фактор шероховатости выбирается таким, чтобы найденные площади удовлетворяли (1).

Применение изображающих методов более высокого разрешения позволяют провести прямую реконструкцию, визуализацию и количественную оценку истинной топографии поверхности. Примерами таких методов могут служить рентгеновская нанотомография, растровая (сканирующая) электронная микроскопия, в том числе со встроенной системой травления образца фокусированным ионным пучком. Последняя технология позволяет стравливать малую подобласть образца слой за слоем с шагом 10 нм. Последовательно с травлением производится съёмка этих слоёв в сканирующем электронном пучке. В итоге формируется трёхмерное изображение приповерхностного объёма размером около 10x10x10 мкм и разрешением около 10 нм. Возможна также комбинация вышеуказанных методов.

Затем определяют  $\gamma$  смачиваемость твёрдой фазы в каждой точке образца с учётом полученного поверхностного распределения минералов  $M(A)$  и фактора шероховатости  $F(A)$ . Определение  $\gamma$  смачиваемости  $\gamma^0$  твёрдой фазы горной породы  $W^0(A)$  обозначает, что для каждой точки поверхности  $A$  определена величина:

$$W^0(A) = \frac{\gamma^{SO}(A) - \gamma^{SW}(A)}{\gamma^{OW}}, \quad (2)$$

где индексы S (solid), O (oil), W (water) обозначают соответственно поверхность горной породы, нефть и воду,  $\gamma^{XY}$  — поверхностное натяжение на границе между фазами X и Y.

Для определения  $W^0(A)$  могут быть использованы несколько способов.

Возможно измерение смачиваемости  $W(M)$  поверхностей минералов M, составляющих исследуемую поверхность, нефтью и пластовой водой. Смачиваемость каждого минерала может быть измерена отдельно с помощью методов измерения контактного угла, калориметрии, газовой адсорбции или любого другого известного метода измерения смачиваемости. Далее, зная распределение минералов  $M(A)$  по поверхности A, несложно определить  $W^0(A)$ .

В случае, когда выделение каждого минерала для исследований его свойств смачиваемости данными нефтью и водой не представляется возможным или связано со значительными сложностями возможен следующий вариант определения  $W^0(A)$ . Смачиваемость минералов, составляющих поверхность, определяется с помощью компонентной теории поверхностного натяжения (surface tension component theory). При этом для определения компонент поверхностного натяжения твердой поверхности каждого минерала могут быть использованы литературные данные, например, K. Mittal, Acid-Base Interactions: Relevance to Adhesion Science and Technology, Mittal, Ed., 2000, pp. 317-347, а для определения компонентных составляющих поверхностного натяжения исследуемых нефти и воды могут быть использованы экспериментальные измерения компонентных составляющих с помощью подхода трех жидкостей и измерений межфазных поверхностных натяжений по методу сидящей, висящей или вращающейся капли, либо любой другой известный метод измерения поверхностных натяжений жидкость-жидкость. Далее, как и ранее, зная распределение минералов  $M(A)$  по поверхности A, несложно определить  $W^0(A)$ .

В случае, когда подобные исследования межфазных натяжений жидкостей не представляются возможными, оценка смачиваемости каждого минерала производится на основе доступных литературных данных о смачиваемости минералов наиболее близкими по свойствам минеральным раствором и нефтью. Далее, зная распределение минералов  $M(A)$  по поверхности A, можно определить  $W^0(A)$ .

Как упоминалось выше, под определением равновесной смачиваемости **16** мы понимаем нахождение параметра смачиваемости  $W(A)$ , для каждой точки поверхности  $A$  породы, соответствующему равновесному состоянию в пласте, после формирования нефтегазового месторождения. По этой причине далее предлагается провести гидродинамическое моделирование **15**, а именно, моделировать процесс миграции нефти в пустотное пространство породы, заполненное пластовой водой на начальной стадии формирования месторождения, в соответствии с нашими знаниями и/или предположениями об истории этого процесса в данном пласте. В ходе моделирования система приходит в равновесное состояние. На основании получившегося равновесного распределения флюидов (нефть, пластовая вода) определяется итоговое распределение **16** параметра смачиваемости  $W(A)$ . Как будет показано ниже, проведение данного моделирования осуществляется на построенной модели **6** с использованием найденных распределений смачиваемости **12** и фактора шероховатости **10**.

В научной среде существует два основных сценария формирования равновесного состояния в пласте. Предполагается, что до начала формирования нефтегазового месторождения пласт был заполнен пластовой водой. В процессе миграции нефти в пласт нефть мигрирует либо отдельными молекулами или кластерами молекул посредством диффузии внутри пластовой воды, либо как макроскопическая нефтяная фаза (капли или смачиваемые нефтью непрерывные каналы, соединяющие нефтематеринскую породу и резервуар) за счет сил гравитации (плотность нефти ниже плотности пластовой воды). Разумеется, возможно и совместное действие перечисленных механизмов миграции играющих разную роль на разных стадиях формирования нефтяной залежи.

Моделирование обоих сценариев миграции нефти может быть осуществлено разными способами. Например, методом расчета распределения жидкостей в пространстве пористой среды на основе минимизации полной свободной энергии Гельмгольца. Подобные расчеты могут быть выполнены с помощью метода функционала плотности в гидродинамике (A. Y. Demianov, O. Y. Dinariev and N. V. Evseev, Introduction to the density functional method in hydrodynamics, Moscow: Fizmatlit, 2014, pp.37-70). Данный метод позволяет моделировать гидродинамические и диффузионные процессы в многокомпонентных жидкостях, протекающие в сложных трёхмерных геометриях.

В случае, если нефть мигрирует в нефтяной пласт в качестве отдельных молекул, равновесное состояние смачиваемости горной породы  $W(A)$  может быть определено, если заданы насыщенность исследуемого образца нефтью  $S_0$  (отношение объема пористого пространства, занятого нефтью к суммарному объему пористого пространства образца), смачиваемость 12 твёрдой фазы горной породы  $W^0(A)$ , фактор шероховатости 10 поверхности  $F(A)$ , и модель пустотного пространства 6.

Насыщенность  $S_0$  задаётся на основании сведений об исследуемом пласте. Эта величина накладывает условие на начальное распределение нефти и пластовой воды в смеси, заполняющей пустотное пространство образца. Одним из возможных вариантов начальных условий для распределения жидкостей может быть равномерное распределение компонент (нефть, пластовая вода) внутри пор породы в пропорции соответствующей требуемой нефтенасыщенности  $S_0$ .

Смачиваемость твёрдой фазы горной породы совместно с фактором шероховатости поверхности  $F(A)$  определяют эффективную начальную смачиваемость 14 ( $W_{эфф}^0(A)$ ) в точках поверхности  $A$ , которая затем в явном виде используются при численном моделировании 15 гидродинамики системы. Процедура 13 определения  $W_{эфф}^0(A)$  через  $W^0(A)$  и  $F(A)$  может быть осуществлена разными способами, например, согласно (3).

$$W_{эфф}^0(A) = W^0(A) \cdot F(A), \quad (3)$$

В результате расчетов по данному методу, система приходит в равновесное состояние, соответствующее минимуму полной свободной энергии Гельмгольца. Например, в случае однородного распределения смачиваемости твёрдой фазы по поверхности  $W_{эфф}^0(A) = W_{эфф}^0 = \text{const}$ , в зависимости от значения  $W_{эфф}^0$  возможны следующие четыре варианта равновесного распределения жидкостей (А. У. Demianov, О. У. Dinariev and N. V. Evseev, Introduction to the density functional method in hydrodynamics, Moscow: Fizmatlit, 2014, pp. 57-70, 76-86):

- $W_{эфф}^0 < -1$ : Вся поверхность породы покрыта слоем воды, нефть занимает центральную часть пор, не прикасаясь к поверхности породы.
- $-1 < W_{эфф}^0 < 0$ : Вода занимает все поры с большим отношением площадь/объем (ПО – отношение площади поверхности данной поры к ее объему). В то время как

нефть займет поры с минимальным отношением ПО. Равновесные распределения определяются насыщенностями флюидов.

- $0 < W_{эфф}^0 < 1$ : Наоборот, нефть займет все поры с большим отношением ПО, а вода с меньшим.
- $W_{эфф}^0 > 1$ : Вся поверхность породы будет покрыта слоем нефти. Вода займет центральную часть пор, не прикасаясь к поверхности.

Для определения равновесного распределения смачиваемости всей поверхности  $A$  далее делается предположение, что после прихода системы в равновесное состояние, те поверхности твёрдой фазы, которые оказались в равновесном состоянии в контакте с нефтью ( $A_O$ ), изменили смачиваемость, в то время как смачиваемость оставшейся части поверхности ( $A_W$ , покрытой водой) – осталась неизменной. Для задания измененной смачиваемости поверхности  $A_O$  могут использоваться различные методы, например, может отдельно исследоваться смачиваемость образовавшихся нефтяных отложений в системе вода-нефть-пленка. В простейшем же случае можно принять  $W(A_O) = -1$ . Таким образом, в данном случае равновесная смачиваемость породы будет определяться смачиваемостью твёрдой фазы  $W(A_W) = W_{эфф}^0(A_W)$  той части поверхности, которая соприкасалась только с водой (по результатам моделирования равновесного распределения), смачиваемость остальной части поверхности образца принимается  $W(A_O) = -1$ .

В случае сценария движения нефти как макроскопической фазы считается, что нефть мигрирует в породу в виде макроскопической фазы. Вытесняя пластовую воду из порового пространства, нефть может прийти в соприкосновение с поверхностью, в результате чего на поверхности может образоваться адсорбированная пленка полярных компонент нефти, которые изменят смачиваемость породы.

Рассмотрим тонкую пленку пластовой воды между поверхностью горной породы и нефтяной фазой. Силы гравитации и капиллярное давление толкают нефть по направлению к твердой поверхности, в то время как возникающее в пленке расклинивающее давление либо противодействует этим силам (в случае положительного

расклинивающего давления), либо наоборот способствует этим силам уменьшая толщину пленки (отрицательное расклинивающее давление).

Для сложной геометрии поверхности горной породы при рассмотрении баланса сил необходимо также учитывать дополнительное давление Лапласа, возникающее за счет кривизны поверхности пленки вблизи поверхности породы:

$$\Delta P_{Laplace} = \gamma^{ow} \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \frac{\gamma^{ow}}{R}, \quad (4)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  главные радиусы кривизны межфазной поверхности нефть-вода, а  $R = R_1 R_2 / (R_1 + R_2)$  – эффективная локальная кривизна поверхности. В дальнейшем, несмотря на то, что локальная кривизна этой поверхности может несколько отличаться от локальной кривизны твердой поверхности вблизи которой находится эта пленка, мы будем предполагать, что это отличие несущественно, принимая их равными друг другу. С учетом того, что толщина тонких пленок составляет единицы – сотни нанометров, это предположение кажется оправданным при описании данного метода.

Таким образом, при приближении нефти к кривой поверхности горной породы давление Лапласа будет либо стараться уменьшить толщину тонкой пленки воды (при выпуклой поверхности) либо увеличить толщину тонкой пленки (при вогнутой поверхности). Следовательно, вероятность того, что нефть будет непосредственно соприкасаться с поверхностью больше для выпуклых поверхностей и меньше для вогнутых, причем эта вероятность будет контролироваться эффективной кривизной поверхности в данной точке.

Для определения локальной эффективной кривизны поверхности в каждой точки поверхности  $A$  может использоваться несколько методов. Например, возможно определение прямым способом из дискретного представления поверхности в шаге 2 с последующим расчетом необходимых производных величин координата (V.A. Toponogov, *Differential Geometry of Curves and Surfaces*. Birkhauser, Boston, 2006, pp. 83-86).

Вычисление кривизны также может быть выполнено по исходному объёмному изображению (см., например. B. Rieger, F. J. Timmermans, L. J. van Vliet and P. W. Verbeek, "On Curvature Estimation of ISO Surfaces in 3D Gray-Value Images and the Computation of Shape Descriptors," *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. 26,

по. 8, pp. 1088-1094, 2004). В этом случае в каждой точке трёхмерного изображения рассчитываются структурные градиентные тензоры интенсивности, для которых затем решается задача поиска собственных векторов (СВ) и собственных значений (СЗ). Для вокселей, лежащих на поверхности раздела пора-порода, СВ с большим СЗ соответствует нормали к этой поверхности, в то время как два других – двум главным направлениям кривизн поверхности в данной точке трёхмерного пространства. Нормы векторов производных от векторного поля нормалей по этим двум направлениям в каждой точке поверхности пора-порода (поверхность  $A$ ) определяют пару значений  $R_1$  и  $R_2$  главных кривизн поверхности в рассматриваемой точке.

Возможны и другие способы определения локальной эффективной кривизны поверхности в каждой точке поверхности  $A$ .

В упомянутых выше способах вычисления целесообразно проводить в некоторой малой окрестности рассматриваемой точки для подавления артефактов влияния шумов на изображении, а также дискретности данных.

После того, как найдена эффективная кривизна поверхности можно рассчитать давление Лапласа (4). Далее, если известны изотермы расклинивающего давления (из литературных данных или измерены) тонкой пленки воды, образованной между поверхностью данного минерала и нефтью, может быть рассчитана равновесная толщина пленки воды (см., например, L. Boinovich and A. Emelyanenko, "The prediction of wettability of curved surfaces on the basis of the isotherms of the disjoining pressure," Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, vol. 383, pp. 10-16, 2011). Таким образом можно определить, в каких областях поверхности пленка воды отсутствует (толщина пленки равна нулю) и, следовательно, полярные компоненты нефти могли изменить смачиваемость данной области поверхности. Смачиваемость данной части поверхности меняется на  $W(A_0) = -1$ , а смачиваемость оставшейся части поверхности остается неизменной.

Если изотерма расклинивающего давления не известна, то для определения поверхности, которая изменила смачиваемость, необходимо выбрать некую кривизну поверхности – критическое значение  $R'$ . Поверхность, кривизна которой больше данного значения  $R'$ , согласно данному предположению изменила смачиваемость за счет

адсорбции полярных компонент нефти на данной части поверхности, в то время, как поверхность с меньшей кривизной поверхности не изменила смачиваемость.

Для выбора критической величина  $R'$  могут быть использованы несколько вариантов. Если известно соотношение площадей поверхности покрытых адсорбированными нефтяными компонентами к общей площади поверхности – коэффициент гидрофобности, то значение  $R'$  можно подобрать итеративно, рассчитав площадь поверхности, соответствующей поверхности с кривизной меньше  $R'$  и больше  $R'$ . Если соотношение площадей этих поверхностей неизвестно, то критическое значение  $R'$  может быть подобрано итеративно с помощью следующей процедуры. В качестве начального значения  $R'$  может быть взято любое значение, например,  $R' = 0$ . Для всей поверхности, обладающей меньшей кривизной условия смачиваемости не меняются, а для поверхности обладающей большей кривизной условия смачивания меняются на  $W = -1$ . Далее с помощью компьютерного моделирования, например, методом функционала плотности, могут быть рассчитаны параметры, зависящие от смачиваемости, такие как, например, относительные фазовые проницаемости, электрическая проводимость, и т.д. В результате моделирования выбирается параметр  $R'$ , позволяющий приблизить результаты моделирования к аналогичным экспериментальным результатам наилучшим образом.

После того, как критическое значение кривизны поверхности определено, равновесная смачиваемость поверхности определяется следующим образом: смачиваемость поверхности, обладающей локальной кривизной, меньше критического значения остается неизменной (равной смачиваемости твёрдой фазы породы  $W^0$ ), а смачиваемость остальной части поверхности меняется на  $W(A_0) = -1$ .

Основные процедуры описанного способа (получение изображения 2, выполнение сегментации 4, определение распределения минералов 7, учёт фактора шероховатости 9 и, безусловно, само моделирование процесса первичной миграции нефти 15) реализуются с использованием электронных вычислительных систем. Эта система может быть единственной для всех упомянутых процедур. Однако, как правило, используются различные вычислительные машины для каждой из задач. Общие требования ко всем этим вычислительным системам состоят в наличии:

- процессора для выполнения необходимых команд и вычислений;

- памяти для хранения временной и постоянной информации (объёмом достаточным для работы с получаемыми данными);
- устройств ввода и вывода для управления и контроля выполняемых процедур;
- а также возможности передачи информации через сеть или съёмные носители.

В простейшем случае реализации изобретения такой вычислительной системой может быть персональный компьютер.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения равновесной смачиваемости поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы, в соответствии с которым:

- получают трехмерное изображение внутренней структуры образца горной породы,
- на полученном трехмерном изображении внутренней структуры образца выделяют пустотное пространство и твёрдую фазу, и определяют поверхность раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца,
- определяют распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца,
- определяют смачиваемость твёрдой фазы в каждой точке поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы,
- численно моделируют процесс миграции нефти в пустотное пространство образца и определяют равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца горной породы.

2. Способ по п.1, в соответствии с которым получение трёхмерного изображения внутренней структуры образца горной породы выполняют методом компьютерной рентгеновской микротомографии.

3. Способ по п.1, в соответствии с которым получение трёхмерного изображения внутренней структуры образца горной породы выполняют методом нейтронной микротомографии.

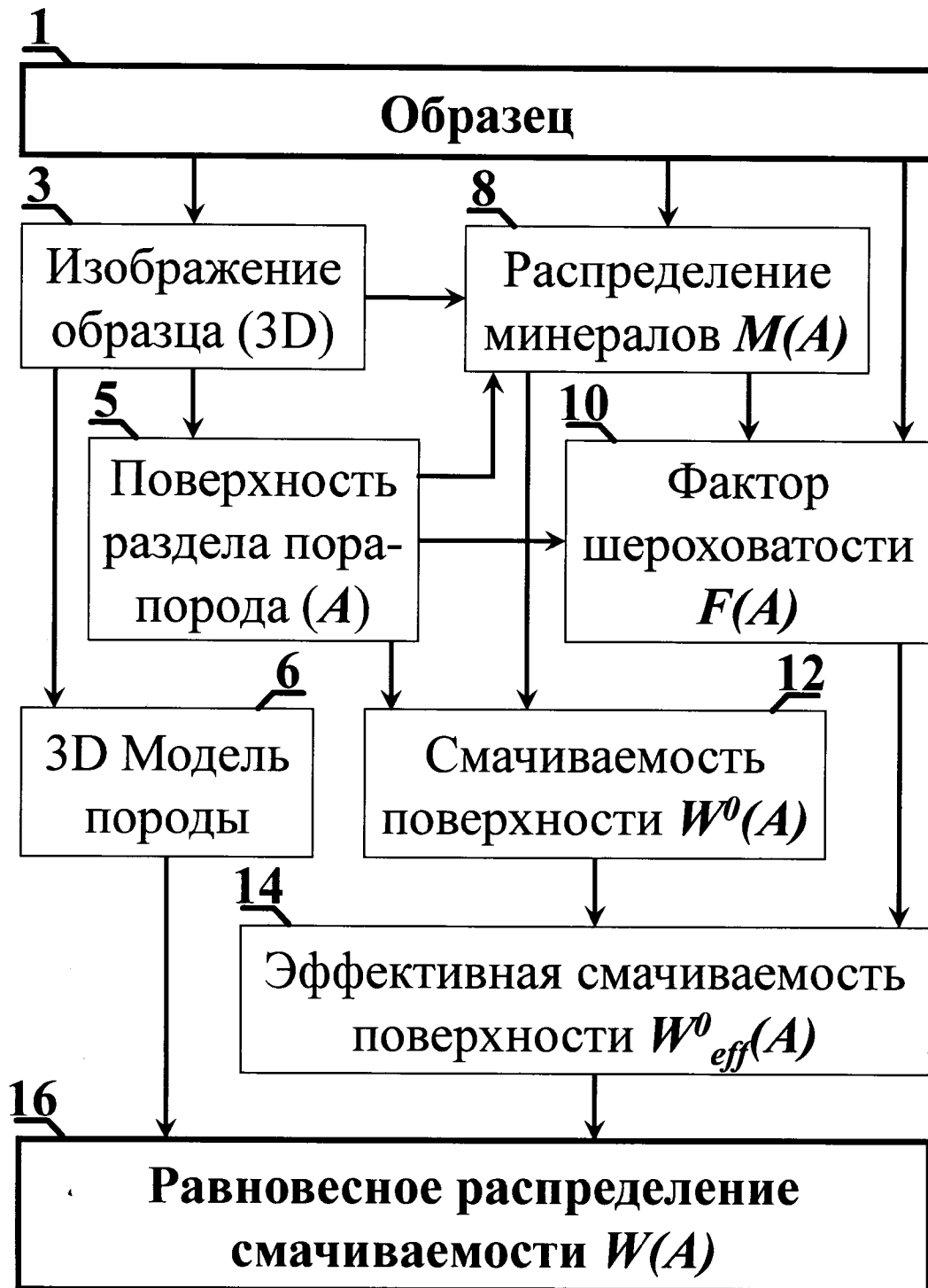
4. Способ по п.1, в соответствии с которым получение трёхмерного изображения внутренней структуры образца горной породы выполняют методом послойной электронной микроскопии с использованием фокусированного ионного пучка.

5. Способ по п.2, в соответствии с которым распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца определяют на основе данных рентгеновской микротомографии путем сравнения линейных коэффициентов ослабления рентгеновского излучения, полученных в результате сканирования образца, с теоретическими линейными коэффициентами ослабления рентгеновского излучения.

6. Способ по п.3, в соответствии с которым распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца определяют на основе данных нейтронной микротомографии путем сравнения коэффициентов ослабления нейтронного пучка, полученных в результате сканирования образца, с теоретическими.
7. Способ по п.5, в соответствии с которым распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца определяют на основе данных рентгеновской микротомографии, дополненных результатами энерго-дисперсионного рентгеновского микроанализа.
8. Способ по п.1, в соответствии с которым распределение минералов на поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца задают в соответствии с объёмным содержанием минералов в образце, определённым путем применения специальных методов исследования керна горной породы.
9. Способ по п.8, в соответствии с которым в качестве специального метода исследования керна горной породы для определения объёмного содержания минералов в образце используется рентгенодифракционный анализ.
10. Способ по п.8, в соответствии с которым в качестве специального метода исследования керна горной породы для определения объёмного содержания минералов в образце используется анализ шлифов.
11. Способ по п.1, в соответствии с которым перед определением смачиваемости твёрдой фазы в каждой точке поверхности раздела пустотного пространства и твёрдой фазы образца определяют фактор шероховатости этой поверхности, который учитывают как эффективную поправку к смачиваемости твердой фазы.
12. Способ по п.1, в соответствии с которым равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы горной породы определяют путем численного моделирования процесса первичной миграции нефти отдельными молекулами или кластерами молекул посредством диффузии внутри пластовой воды.
13. Способ по п.1, в соответствии с которым равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы горной породы определяют путем численного моделирования процесса первичной миграции нефти как макроскопической фазы за счет сил гравитации.

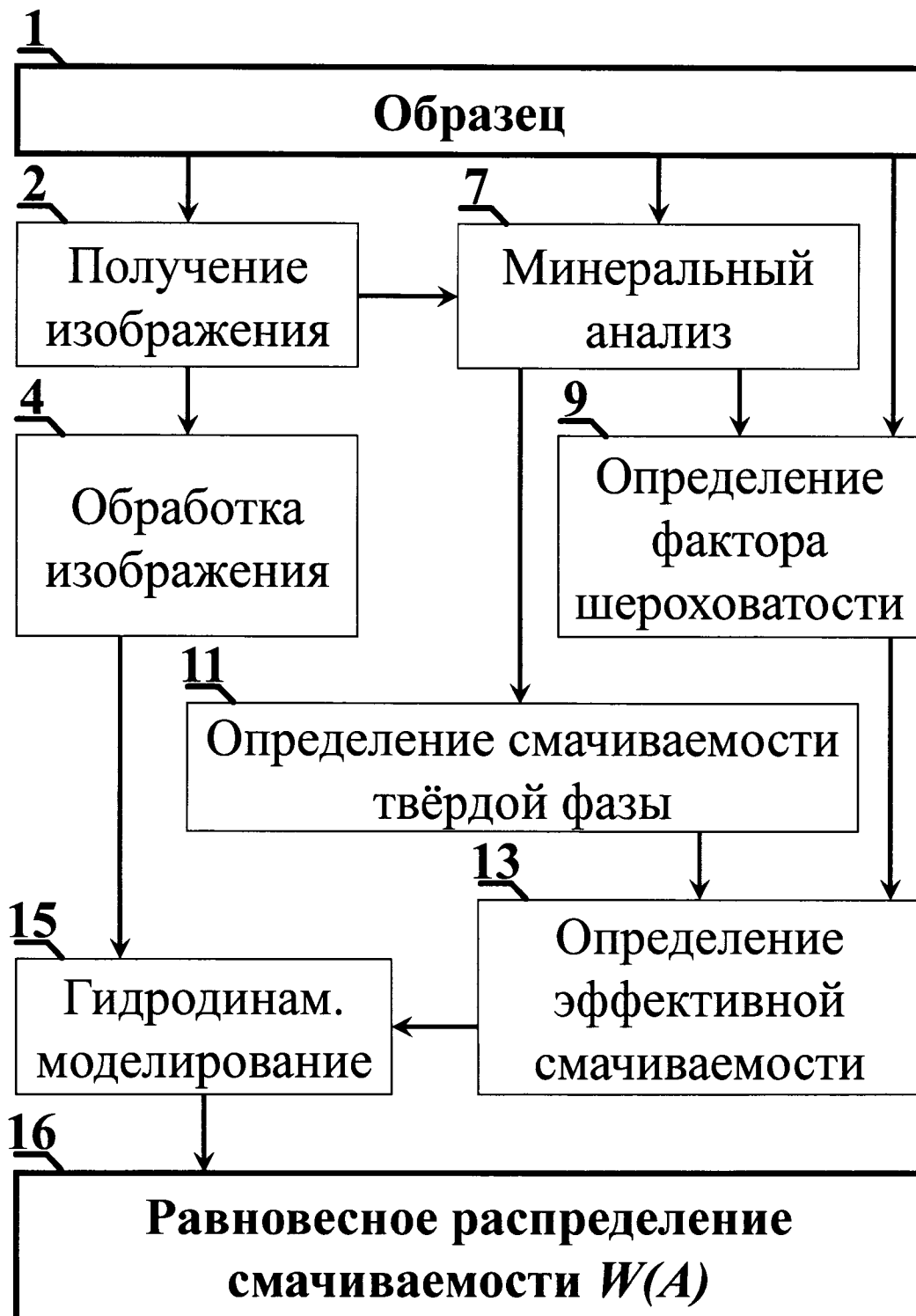
14. Способ по п.1, в соответствии с которым равновесную смачиваемость поверхности раздела пустотного пространства и твердой фазы горной породы определяют путем численного моделирования процесса первичной миграции нефти одновременно как отдельными молекулами или кластерами молекул посредством диффузии внутри пластовой воды, так и макроскопической фазой за счет сил гравитации.

1/2



Фиг. 1

2/2



Фиг. 2

## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.  
PCT/RU 2015/000193

## A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

G01N 13/00 (2006.01); G01N 23/04 (2006.01)

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

## B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

G01N 13/00, 15/08, 23/00-23/18, E21B 47/00

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, Esp@cenet, DWPI, EAPATIS, PATENTSCOPE

## C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

| Category* | Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages                                                                                                                    | Relevant to claim No. |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| A         | KAZAK A. et al. Sravnenie trekhmernykh mikromotograficheskikh izobrazhenii kak metod issledovaniia osadochnykh gornykh porod. Moskovsky nauchno-issledovatel'skiy tsentr SHlumberzhe (SMR) 20.09.2013 | 1-14                  |
| A         | RU 2305277 C1 (OBSHESTVO S OGRANICHENNOI OTVETSTVENNOSTIU "GGERMNIPINEFT") 27.08.2007                                                                                                                 | 1-14                  |
| A         | RU 2455483 C2 (OTKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHCHESTVO "NAUCHNO-PROIZVODSTVENNAIA FIRMA "GEOFIZIKA" (OAO NPF "GEOFIZIKA")) 10.07.2012                                                                       | 1-14                  |
| A         | CN 202854008 U (CHINA PETROLEUM & CHEMICAL CORPORATION et al.) 03.04.2013                                                                                                                             | 1-14                  |

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐ See patent family annex.

|                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| * Special categories of cited documents:                                                                                                                                | "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention                                              |
| "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance                                                                | "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone                                                                     |
| "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date                                                                               | "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art |
| "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) | "&" document member of the same patent family                                                                                                                                                                                                    |
| "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                  |
| "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                  |

Date of the actual completion of the international search

29 December 2015 (29.12.2015)

Date of mailing of the international search report

14 January 2016 (14.01.2016)

Name and mailing address of the ISA/

RU

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

**ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ**

Номер международной заявки

PCT/RU 2015/000193

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ<br><b>G01N 13/00 (2006.01)</b><br><b>G01N 23/04 (2006.01)</b><br>Согласно Международной патентной классификации МПК                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| В. ОБЛАСТЬ ПОИСКА<br>Проверенный минимум документации (система классификации с индексами классификации)<br>G01N 13/00, 15/08, 23/00-23/18, E21B 47/00<br>Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки<br>Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)<br>PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, Esp@cenet, DWPI, EAPATIS, PATENTSCOPE |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| Категория*                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Относится к пункту № |
| A                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | КАЗАК А. и др. Сравнение трёхмерных микрофотографических изображений как метод исследования осадочных горных пород. Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже (SMR) 20.09.2013                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 1-14                 |
| A                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | RU 2305277 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ПЕРМНИПИНЕФТЬ") 27.08.2007                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 1-14                 |
| A                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | RU 2455483 C2 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА "ГЕОФИЗИКА" (ОАО НПФ "ГЕОФИЗИКА")) 10.07.2012                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 1-14                 |
| A                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | CN 202854008 U (CHINA PETROLEUM & CHEMICAL CORPORATION et al.) 03.04.2013                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 1-14                 |
| <input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы С. <input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| * Особые категории ссылочных документов:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | "Т" более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение<br>"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности<br>"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста<br>"&" документ, являющийся патентом-аналогом |                      |
| "А" документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| "Е" более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| "L" документ, подвергающий сомнению притязание(я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| "О" документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| "Р" документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                      |
| Дата действительного завершения международного поиска                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Дата отправки настоящего отчета о международном поиске                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                      |
| 29 декабря 2015 (29.12.2015)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 14 января 2016 (14.01.2016)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                      |
| Наименование и адрес ISA/RU:<br>Федеральный институт промышленной собственности,<br>Бережковская наб., 30-1, Москва, Г-59,<br>ГСП-3, Россия, 125993<br>Факс: (8-495) 531-63-18, (8-499) 243-33-37                                                                                                                                                                                                                                                         | Уполномоченное лицо:<br>Жестовская И.<br>Телефон № 499-240-25-91                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                      |