

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201600496** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2017.03.31

(51) Int. Cl. *E21B 49/00* (2006.01)
G01N 15/00 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2011.07.29

(54) **СПОСОБ ИСПЫТАНИЙ МНОГОПОРЦИОННЫХ ПРОБ**

(31) 10251410.6

(32) 2010.08.06

(33) EP

(62) 201300212; 2011.07.29

(71) Заявитель:

**БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)**

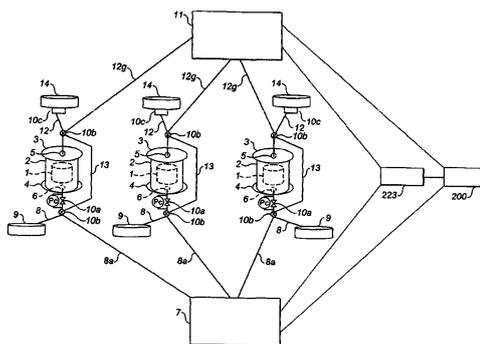
(72) Изобретатель:

**Коллинз Айан Ралф, Коувз Джон
Уилльям, Гагеа Богдан Костин, Лажер
Арно, Уэбб Кевин Дж. (GB)**

(74) Представитель:

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

(57) В заявке описан способ испытаний фильтрации на кернах с одновременным закачиванием текучей среды в несколько проб пористой среды, при выполнении которого помещают несколько проб пористой среды в соответствующие одну из нескольких работающих под давлением емкостей, при этом пробы пористой среды насыщены нефтью при начальном водонасыщении S_{wi} ; выдерживают пробы пористой среды так, что они приобретают состояние смешанного смачивания; одновременно закачивают текучую среду в каждую из проб пористой среды; извлекают текучую среду, вытесненную из проб пористой среды; анализируют текучие среды, вытесненные из проб пористой среды, при этом при анализе текучих сред определяют количество нефти в текучей среде, вытесненной из каждой пробы пористой среды.



A1

201600496

201600496

A1

5

10

15

Заявка №

Заявитель БП Эксплорейшн Оперейтинг

Компани Лимитед, GB

20

СПОСОБ ИСПЫТАНИЙ МНОГОПОРЦИОННЫХ ПРОБ

Настоящее изобретение относится к способу испытаний методов заводнения и увеличения нефтеотдачи, с использованием многопорционных проб (образцов) пористой среды, и соответствующей установке.

25

Хорошо известно, что только часть общего количества сырой нефти, находящейся в нефтеносном пласте, может быть извлечена при добыче первичными методами, когда извлечение нефти происходит за счет природной энергии пласта. Нефтеносный пласт обычно имеет вид нефтеносной подземной породы, которая имеет достаточную пористость и проницаемость, позволяющие ей хранить и пропускать сквозь себя текучие среды, и с которой связана нефть, удерживаемая, например, в порах или между зернами породы. Для извлечения

30 дополнительной нефти из нефтеносного пласта используются так называемые вторичные методы добычи нефти, простейшим из которых является прямое

замещение другой средой в форме вытесняющей текучей среды (также называемой закачиваемой текучей средой), обычно представляющей собой воду или газ. Также могут быть использованы методы увеличения нефтеотдачи.

5 Задачей использования этих методов является не только восстановление или поддержание давления нефтеносного пласта, но также и улучшение вытеснения нефти из пласта, при минимизации остаточной нефтенасыщенности пласта, т.е., имеющегося в пласте объема нефти. В случаях, если начальное давление пласта близко к давлению насыщения сырой нефти, вторичные методы добычи, или
10 методы увеличения нефтеотдачи могут быть использованы в начале срока эксплуатации месторождения, когда первичное извлечение невозможно.

Одним из наиболее эффективных и широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи является "заводнение". Вода закачивается в нефтеносный пласт под давлением через нагнетательную скважину. Закачанная вода помогает поддерживать давление пласта и продавливает вытесняемую
15 нефть сквозь породу к эксплуатационной скважине, из которой и извлекается нефть. Используемая для заводнения вода обычно представляет собой соленую воду из естественного источника, например, морскую воду, либо может быть попутной водой (т.е., водой, отделенной от сырой нефти в нефтедобывающем предприятии). Известно, однако, что использование закачиваемой воды
20 пониженной солености (например, солоноватой воды, к примеру, вод эстуария, или пресной воды, к примеру, речной или озерной воды) для заводнения позволяет повысить количество извлекаемой нефти, по сравнению с использованием воды повышенной солености (например, морской воды, попутной воды или вод из водоносных горизонтов). Также известно, что
25 снижение содержания поливалентных катионов в закачиваемой воде пониженной солености может повлиять на извлечение нефти. Вода пониженной солености, например, пресная вода, редко имеется в районе скважины, например, в районе шельфовых нефтяных месторождений, и должна
30 приготавливаться посредством снижения общей концентрации растворенных солей (TDS – от англ. total dissolved salt) и (или) концентрации поливалентных катионов в заборной воде с использованием опреснения, например, обратного осмоса или прямого осмоса. Обработываемые таким образом заборные воды

включают морскую воду, солоноватую воду, попутную воду и воду водоносных горизонтов.

При "низкой" солености, в водах, используемых в качестве закачиваемых вод, полная минерализация (TDS) обычно составляет в интервале от 200 до 15 000 ppmv (число частей на миллион по объему), желательно, от 500 до 12 000 ppmv. Когда порода содержит набухающие глины, в частности, смектитовые глины, для стабилизации глины требуется относительно высокая TDS для воды пониженной солености, для снижения риска нарушения эксплуатационных качеств пласта. При этом если содержание набухающих глин в породе достаточно для того, чтобы могло произойти нарушение свойств пласта, желательно, чтобы минерализация (TDS) воды пониженной солености составляла в интервале от 8 000 до 15 000 ppmv, в частности, от 8 000 до 12 000 ppmv. Если содержание набухающих глин в породе не приводит к нарушению ее эксплуатационных качеств, TDS заборной воды обычно составляет в интервале от 200 до 8 000 ppmv, желательно от 500 до 8 000 ppmv, например, от 1 000 до 5 000 ppmv. Как было показано выше, вода с пониженной соленостью также имеет и низкую концентрацию поливалентных катионов, составляющую обычно 40 ppmv и менее, желательно, ниже 35 ppmv, более желательно, ниже 30 ppmv, например, ниже 25 ppmv. Желательно, однако, чтобы вода с пониженной соленостью содержала по меньшей мере какое-то количество поливалентных катионов. При этом приемлемым является содержание поливалентных катионов в воде пониженной солености в интервале от 5 до 40 ppmv, желательно, от 10 до 40 ppmv.

Вода, находящаяся в поровом пространстве породы, далее называемая "пластовой водой", может иметь разный состав. Когда вытесняющая текучая среда закачивается без выполнения первичного извлечения, либо непосредственно после первичного извлечения, пластовая вода обычно содержит реликтовые воды, и когда производится закачивание вытесняющей текучей среды, пластовые воды обычно включают реликтовую воду, а если вытесняющая текучая среда закачивается после предшествующего заводнения, пластовая вода обычно содержит смесь реликтовой воды и ранее закачанной воды, например, морской воды или попутной воды.

Факторы, определяющие взаимодействие между сырой нефтью, породой, закачиваемой или вытесняющей текучей средой, влияющие на смачиваемость и нефтеотдачу пласта, включают сложные и иногда конкурирующие механизмы.

5 В настоящее время, для определения остаточной нефтенасыщенности породы после применения методов увеличения нефтеотдачи, например, заводнения водой пониженной солености, и, в зависимости от результатов, принятия решения о целесообразности применения методов увеличения нефтеотдачи, применяются лабораторные испытания фильтрации на кернах (испытания керна заводнение), когда из нефтеносного пласта извлекается проба 10 породы и помещается в условия, соответствующие условиям нефтеносного пласта, либо испытания с химическими индикаторами, когда текучая среда, помеченная соответствующими химическими индикаторами, закачивается в породу через нагнетательную скважину и извлекается обратно из той же скважины. Эти испытания занимают много времени, и их результаты обычно 15 отсутствуют на этапе планирования разработки нефтяного месторождения, в результате чего оборудование, необходимое для обработки закачиваемой воды, может оказаться не включенным в производственное оборудование. Кроме того, большая продолжительность этих испытаний означает, что состав закачиваемой воды часто не оптимален для нефтеносного пласта, т.е., не был оптимизирован 20 для параметров породы нефтеносного пласта, пластовых вод и сырой нефти.

В US 2007/0009384 описана установка для высокопроизводительных испытаний потенциальных катализаторов, пригодная для испытаний большого числа катализаторов путем использования множества методов анализа, желательного, параллельно, или в быстрой последовательности. Эта установка 25 имеет реакторный элемент, включающий по меньшей мере один узел впуска газа, несколько реакционных камер и по меньшей мере один дроссельный узел. Дроссельный узел имеет несколько каналов, расположенных таким образом, что по меньшей мере одна реакционная камера непосредственно соединена с по меньшей мере одним каналом дроссельного узла. Преимуществом этой 30 установки является возможность быстрой проверки потенциальных катализаторов.

Обычные испытания фильтрации на кернах выполняются с использованием одной пробы породы нефтеносного пласта, помещенного в контейнер для керна

(кернодержатель). Желательно разработать устройство для проверки фильтрации на кернах, обладающее высокой производительностью, способное выполнять заводнение нескольких проб для испытаний фильтрации на кернах в различных условиях. Однако описанная выше высокопроизводительная установка
5 непригодна для этой цели ввиду отсутствия впускных и выпускных каналов для текучей среды.

Определение остаточной нефтенасыщенности проб керна, извлеченных из нефтеносной породы после применения технологии увеличения нефтеотдачи, например, заводнения во вторичном или третичном цикле, имеет большую
10 продолжительность из-за того, что требуется много времени для помещения пробы керна в условия нефтеносного пласта перед испытанием на фильтрацию на кернах (например, заводнением). Это означает, что традиционная установка для проведения испытания фильтрации на керне потребует более шести недель для выполнения одного испытания фильтрации на керне. По мере того, как
15 растет понимание факторов, способствующих увеличению нефтеотдачи, появляется необходимость выполнения одновременно нескольких испытаний на фильтрацию на кернах, как для улучшения понимания механизмов, обеспечивающих повышенную нефтеотдачу, так и для оптимизации закачиваемых текучих сред (например, закачиваемой воды для заводнения) или
20 усовершенствования методов извлечения нефти, которые должны осуществляться на практике.

Сущность изобретения

В настоящем изобретении предлагается способ испытаний фильтрации на кернах (испытания керна на обводнение) с одновременным закачиванием
25 текучей среды в несколько проб (образцов) пористой среды, при выполнении которого:

помещают несколько проб пористой среды в соответствующие одни из нескольких работающих под давлением емкостей, при этом пробы пористой среды насыщены нефтью при начальном водонасыщении S_{wi} ;

30 выдерживают пробы пористой среды так, что они приобретают состояние смешанного смачивания;

одновременно закачивают текучую среду в каждую из проб пористой среды;

извлекают текучую среду, вытесненную из проб пористой среды;
анализируют текучие среды, вытесненные из проб пористой среды,
при этом при анализе текучих сред определяют количество нефти в текучей
среде, вытесненной из каждой пробы пористой среды.

5 В частных вариантах осуществления управляют закачиванием текучей
среды по результатам упомянутого определения. При этом прекращают
закачивание текучей среды в случае, когда количество нефти в текучей среде,
вытесненной из одной из нескольких проб, меньше заданного порогового
уровня. По результатам упомянутого определения, извлекают одну из
10 нескольких проб пористой среды из работающей под давлением емкости и
заменяют эту одну из нескольких проб другой пробой, насыщенной нефтью при
начальном водонасыщении S_{wi} .

Закачивают текучую среду в несколько проб на заданный промежуток
времени, при этом по меньшей мере в две из проб закачивают текучие среды,
15 имеющие различные свойства;

останавливают закачивание после истечения заданного промежутка
времени;

на основании упомянутого анализа выбирают свойства нескольких
закачиваемых текучих сред; и

20 закачивают эти несколько закачиваемых текучих сред во вторые несколько
проб.

Сначала помещают несколько проб пористой среды в соответствующие
несколько работающих под давлением емкостей; насыщают водой несколько
проб пористой среды; и (i) вытесняют воду из проб нефтяной фазой или (ii)
25 вытесняют воду из проб несмачивающей фазой и вытесняют несмачивающую
фазу нефтяной фазой так, что пробы насыщаются нефтью при заданном уровне
 S_{wi} водонасыщения; при этом при упомянутом размещении нескольких проб
пористой среды в соответствующих из нескольких работающих под давлением
емкостей, перемещают несколько проб, насыщенных нефтью при заданном
30 уровне S_{wi} водонасыщения, в соответствующие несколько работающих под
давлением емкостей. И (i) при вытеснении воды для достижения заданного
уровня водонасыщения S_{wi} , закачивают в пробы несмачивающую фазу или
подвергают пробы центробежной обработке с несмачивающей текучей средой; и

(ii) при вытеснении несмачивающей фазы из проб для насыщения проб нефтью закачивают сырую нефть в пробы при постоянном давлении.

При одновременном закачивании может обеспечиваться задержка между началом по меньшей мере некоторых из закачиваний.

5 Одновременное закачивание текучей среды в каждую из проб пористой среды выполняется в третичном цикле путем закачивания в каждую пробу начальной (базисной) текучей среды, содержащий минерализованную воду, пока пробы не достигнут первой остаточной нефтенасыщенности S_{or1} , с последующим
10 закачиванием в пробы пористой среды испытательной текучей среды, состав которой отличается от состава начальной закачиваемой текучей среды, пока пробы не достигнут второй остаточной нефтенасыщенности S_{or2} .

В другом варианте одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждую из проб пористой среды выполняют во вторичном цикле путем
15 непосредственного закачивания испытательной текучей среды в пробы.

15 При этом испытательную закачиваемую текучую среду выбирают из основных насыщенных минеральных растворов, имеющих концентрацию растворенного твердого вещества (TDS) в интервале от 100 до 200000 ppm, и основных насыщенных минеральных растворов, содержащих добавки,
20 выбираемые из катионов, анионов, полимеров, поверхностно-активных веществ, щелочных металлов, кислот, микробов, коллоидов, частиц глины, наночастиц, частиц микрогеля, частиц полимера и их смесей в концентрации в интервале от 5 до 20000 ppm.

Испытательной закачиваемой текучей средой может быть пар или газ, выбираемый из сверхкритического CO_2 , метана, этана, пропанов и их смесей.

25 Пробами пористой среды могут быть цилиндрические образцы, взятые от одной или более проб керна, извлеченных из нефтеносного пласта исследуемого месторождения, или из обнаженных пород, имеющих физические и химические характеристики, сходные с характеристиками породы исследуемого
30 нефтеносного пласта. При этом пробы керна отбирают из пласта песчаника или из карбонатного пласта, или из обнаженных песчаника или карбонатной породы. И одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждый из цилиндрических образцов керна выполняют при давлении и температуре в цилиндрических образцах керна, соответствующих давлению и температуре в

исследуемом нефтеносном пласте. В частности, одновременное закачивание
испытательной текучей среды в каждый из цилиндрических образцов керна
выполняют при температуре в интервале от 20 до 150°C и давлении в интервале
от 4 до 50 бар абс. Испытательную текучую среду закачивают в каждый из
5 цилиндрических образцов керна с расходом в интервале от 1 до 40 мл/ч,
предпочтительно, от 4 до 10 мл/ч.

В одном из вариантов при вытеснении воды для насыщения проб нефтью
при заданном уровне водонасыщения S_{wi} размещают пробы пористой среды на
пористых пластинах и закачивают в эти пробы при постоянном давлении
10 нефтяную фазу, выбранную из минерального масла, органического масла, сырой
нефти или фракции перегонки сырой нефти. При этом, в случае, если нефтяной
фазой не является сырая нефть, нефтяную фазу вытесняют из проб пористой
среды закачиванием сырой нефти в пробы при постоянном давлении. Нефтяной
фазой может быть керосин, который вытесняют промежуточным заполнением
15 толуолом перед вытеснением толуола сырой нефтью.

В другом варианте при вытеснении воды для насыщения проб нефтью при
заданном уровне водонасыщения S_{wi} , пробы пористой среды подвергают
центробежной обработке в пробирках центрифуги, содержащих нефть.

В некоторых вариантах осуществления сырой нефтью, закачиваемой в
20 пробы пористой среды, может быть сырая нефть с растворенными
газообразными пластовыми флюидами, содержащая сырую нефть,
рекомбинированную с газом, и в котором одновременное закачивание
испытательной текучей среды в каждую из проб выполняют при давлении,
превышающем давление выделения растворенного газа, при котором
25 растворенные газы отделяются от сырой нефти с растворенными газообразными
пластовыми флюидами.

В некоторых вариантах осуществления пробы пористой среды очищают
перед насыщением проб нефтью при заданном уровне водонасыщения S_{wi} .

Предлагаемый способ может осуществляться с использованием
30 компьютера.

Способ может осуществляться посредством установки для закачивания
текучих сред в несколько проб пористой среды, включающая: несколько
контейнеров для проб пористой среды, каждый из которых содержит гильзу и

первую и вторую плиты, при этом первая плита имеет впускное отверстие для закачиваемой текучей среды, и вторая плита имеет выпускное отверстие для полученной текучей среды, а пробы пористой среды располагаются в каждом из контейнеров так, что первая плита и вторая плита каждого контейнера
5 соприкасаются соответственно с первым и вторым концами пробы пористой среды, впускное отверстие каждой первой плиты имеет гидравлическое соединение с нагнетательной линией для закачивания текучей среды в пробу пористой среды, помещенную в контейнер, выпускное отверстие каждой второй
10 плиты имеет гидравлическое соединение с отдельной (специально предназначенной) отводящей линией для отведения текучей среды, полученной от пробы пористой среды, помещенной в контейнер, анализатор для проведения анализа текучих сред, закачиваемых в каждую из проб пористой среды и извлекаемых из каждой из проб пористой среды.

В некоторых вариантах выполнения, установка включает систему
15 управления, присоединенную к анализатору, из которого направляются данные измерений, и приспособленную, на основании этих данных, для управления закачиванием текучей среды. В некоторых вариантах выполнения, при
управлении закачиванием текучей среды на основании данных измерения, управляют закачиванием текучей среды в одну из нескольких проб пористой
20 среды, используя данные измерений, связанные с другой из упомянутых нескольких проб пористой среды. В некоторых вариантах выполнения, система управления приспособлена для управления установкой при одновременном
выполнении параллельных закачиваний, начинаемых со ступенчатым сдвигом (например, с задержкой начала закачиваний). Преимуществом этих вариантов
25 выполнения изобретения является то, что экспериментальные данные от первых испытаний в тесте могут быть использованы как справочные или для управления до завершения всех испытаний. Кроме того, используемое оборудование,
например, насосы для текучей среды, баки и анализаторы, является общим для
30 всех испытаний. Например, если испытания всех проб запущены одновременно, может потребоваться полный набор всех необходимых устройств для каждого испытания, поскольку все они окажутся на одном этапе в данное время. Кроме того, авторы данного изобретения установили, что при настройке установки на начало испытаний со ступенчатой задержкой обеспечивается обнаружение

ошибок, благодаря чему повышается производительность за счет более раннего выявления недостатков и сокращения количества дней, потраченных на испытания, выполненные с ошибками.

5 В некоторых вариантах выполнения, установка включает источник текучей среды, управление которым обеспечивает подачу текучей среды для закачивания в пробы пористой среды, при этом система управления приспособлена для управления подачей текучей среды в по меньшей мере одну из нескольких проб пористой среды, с учетом данных измерений.

10 В некоторых вариантах выполнения, данные измерений основаны на количестве нефти в текучей среде, извлеченной из пробы пористой среды, помещенной в контейнере. В некоторых вариантах выполнения, контроллер приспособлен для остановки закачивания текучей среды в одну из нескольких проб в случае, когда количество нефти в текучей среде, извлеченной из одной из этих проб, меньше заданного порогового уровня. Эти и другие примеры
15 выполнения изобретения обладают тем преимуществом, что при проведении большого количества испытаний, испытания могут быть сразу же остановлены при их завершении с тем, чтобы использовать контейнер для другого испытания, что позволяет повысить производительность установки.

20 В некоторых вариантах выполнения, в качестве выбранного порогового уровня может быть одно из: заданная концентрация; заданное процентное объемное содержание; заданное процентное содержание по массе текучей среды.

25 Описан также способ испытания фильтрацией на кернах (испытания керна на обводнение) для закачивания закачиваемой текучей средой в несколько проб пористой среды, при выполнении которого: помещают несколько проб пористой среды в соответствующие несколько работающих под давлением емкостей, при этом пробы пористой среды содержат нефть и воду с начальным водонасыщением S_{wi} , выдерживают пробы пористой среды так, что они приобретают состояние смешанного смачивания; закачивают закачиваемую текучую среду в каждую из проб пористой среды, извлекают текучую среду,
30 вытесненную из проб пористой среды, анализируют текучие среды, вытесненные из каждой из проб пористой среды.

В этом способе в процессе анализа определяют количество нефти в текучей среде, вытесненной из одной из нескольких проб пористой среды, и на основании результатов определения управляют закачиванием текучей среды.

5 При управлении закачиванием текучей среды, останавливают закачивание текучей среды в случае, когда количество нефти в текучей среды, вытесненной из одной из нескольких проб, меньше заданного порогового уровня. В некоторых вариантах, при выполнении способа, по результатам упомянутого определения, извлекают одну из нескольких проб пористой среды из работающей под давлением емкости и заменяют эту пробу из нескольких проб 10 другой пробой, содержащей нефть и воду с исходным водонасыщением S_{wi} .

Закачивают текучие среды в несколько проб на заданный промежуток времени, при этом по меньшей мере в две из проб закачаны текучие среды, имеющие различные свойства; заканчивают закачивание после истечения заданного промежутка времени; на основании упомянутого анализа выбирают свойства нескольких закачиваемых текучих сред; и закачивают эти несколько 15 закачиваемых текучих сред во вторые несколько проб. В некоторых вариантах, система управления упомянутой выше установки приспособлена для управления выполнением установкой этой функции. Эти и другие частные варианты выполнения изобретения обладают тем преимуществом, что на основании 20 первоначального испытания группы текучих сред, протокол испытания может быть скорректирован без вмешательства человека, для определения интересующих особенностей и эффектов.

В некоторых вариантах выполнения описываемого способа, сначала помещают несколько проб пористой среды, каждую в соответствующую из 25 нескольких работающих под давлением емкостей; насыщают водой несколько проб пористой среды; и вытесняют воду из проб для достижения заданного уровня S_{wi} водонасыщения в пробах; при этом при упомянутом размещении нескольких проб пористой среды в соответствующих работающих под давлением емкостей, из нескольких работающих под давлением емкостей 30 перемещают несколько проб с заданным уровнем водонасыщения в соответствующие несколько работающих под давлением емкостей. В некоторых вариантах выполнения, при вытеснении воды для достижения заданного уровня S_{wi} водонасыщения закачивают несмачивающую фазу в упомянутые пробы или

подвергают упомянутые пробы центробежной обработке с несмачивающей текучей средой. В некоторых вариантах выполнения, при одновременном закачивании вводят задержку между началом по меньшей мере некоторых из закачиваний.

5 Водонасыщение/смачивание водой в настоящем описании включает смачивание/насыщение любой водной текучей средой, например, минерализованной водой. Аналогичные упоминания воды следует понимать как включающие минерализованные воды, пластовые воды, или любые другие водные растворы.

10 Описываемые здесь способ и установка могут быть использованы как часть программы исследования высокопроизводительных испытаний по оперативной проверке и классификации ряда возможных способов заводнения или увеличения нефтеотдачи для нефтеносного пласта, и их применение позволит оптимизировать закачиваемую воду для заводнения или закачиваемую текучую
15 среду для использования для увеличения нефтеотдачи, с учетом различных параметров, например, химических и физических характеристик породы нефтеносного пласта, химических характеристик пластовых вод, ассоциированных с этим нефтеносным пластом, химических и физических характеристик нефти, химических и физических характеристик закачиваемой
20 воды для использования при заводнении, или химических или физических характеристик закачиваемой текучей среды, которая должна использоваться при выполнении способа увеличения нефтеотдачи.

 Также раскрывается процесс параллельного выдерживания проб керна, позволяющий ускорить получение данных.

25 В настоящем изобретении также описаны способ и установка, позволяющие определять относительную проницаемость нескольких цилиндрических проб керна параллельно для нефти и для воды, ускоряя тем самым получение этих данных.

 Приведено описание установки для одновременного закачивания текучих
30 сред в несколько проб пористой среды, включающей:

 несколько контейнеров для проб пористой среды, каждый из которых содержит гильзу и первую и вторую плиту, при этом первая плита имеет впускное отверстие для закачиваемой текучей среды, и вторая плита имеет

выпускное отверстие для полученной текучей среды, а пробы пористой среды располагаются, в процессе использования, в каждом из контейнеров так, что первая плита и вторая плита каждого контейнера соприкасаются соответственно с первым и вторым концами пробы пористой среды,

5 выпускное отверстие каждой первой плиты имеет гидравлическое соединение с нагнетательной линией для закачивания текучей среды в пробу пористой среды, помещенную в контейнер,

 выпускное отверстие каждой второй плиты имеет гидравлическое соединение с соответствующей отводящей линией для отведения текучей среды, полученной от пробы пористой среды, помещенной в контейнер,

10 оперативные и (или) автономные средства анализа для анализа текучих сред, закачиваемых в каждую из проб пористой среды,

 оперативные и (или) автономные средства анализа для анализа текучих сред, извлекаемых из каждой из проб пористой среды. Специалисту, в контексте настоящего раскрытия, должно быть понятно, что продолжительность описанных испытаний фильтрации на кернах обычно составляет порядка дней или десятков дней, и поэтому в строгой одновременности необходимости нет. Поэтому, используемый здесь термин "одновременно" обычно означает, что испытания выполняются в одно время или параллельно, например,

20 "одновременные" испытания происходят в одно время, даже если они могут начинаться и заканчиваться в разное время.

 Также описывается способ одновременного закачивания закачиваемой текучей среды в несколько проб пористой среды, при выполнении которого:

25 закачивают закачиваемую текучую среду в каждую из проб пористой среды,

 извлекают любую текучую среду, вытесненную из проб пористой среды, анализируют текучие среды, закачиваемые в каждую из проб пористой среды, и

30 анализируют любые текучие среды, извлекаемые из каждой из проб пористой среды.

 Также приведено описание компьютерного способа определения одного или более режимов работы установки, приспособленной для одновременного

закачивания одной или более закачиваемых текучих сред в несколько проб пористой среды, при выполнении которого:

получают данные измерений, связанные с одной или более характеристиками одной или более закачиваемых текучих сред и (или) одной или более характеристиками пористой среды и (или) одной или более характеристиками пористой среды, находящихся внутри порового пространства пористой среды перед закачиванием одной или более закачиваемых текучих сред;

вводят эти данные измерений в компонент компьютерной программы; выполняют компонент компьютерной программы для выработки данных, характеризующих один или более результатов закачивания одной или более закачиваемых текучих сред в несколько проб; и

определяют, на основании выработанных данных, один или более режимов работы установки.

Приводится описание определения результатов закачивания текучей среды (-ед) в несколько проб пористой среды путем выработки данных, характеризующих эти результаты, например, зависимостей выделения текучей среды, основанных на полученных данных измерений, выполненных перед, во время и (или) после закачивания текучей среды.

Также приведено описание компьютерного способа определения одного или более режимов работы установки, приспособленной для одновременного закачивания одной или более закачиваемых текучих сред в несколько проб пористой среды, при выполнении которого:

получают данные, характеризующие один или более результатов закачивания одной или более закачиваемых текучих сред в несколько проб;

вводят эти данные в компонент компьютерной программы, приспособленной сравнивать упомянутые один или более результатов с требуемым результатом;

выполняют компонент программы так, чтобы выработать основанные на испытаниях расчетные данные, связанные с получением заданного результата, которые характеризуют изменение:

одной или более характеристик одной или более закачиваемых текучих сред; и (или)

одной или более характеристик пористой среды; и (или)
одной или более характеристик одной или более текучих сред, находящихся
в поровом пространстве пористой среды перед закачиванием одной или более
закачиваемых текучих сред; и

5 определяют, с учетом основанных на испытаниях расчетных данных, один
или более режимов работы установки.

Также описаны способы получения подходящих алгоритмов компонента
расчетной программы, учитывающего данные испытаний, для разработки
дальнейших испытаний с оптимизированными характеристиками, на основе
10 сравнения известных результатов выполнения закачивания, и желаемого, или
предпочтительного, результата, например, увеличения объема дополнительной
нефти, извлекаемой посредством закачивания текучей среды.

Краткое описание чертежей

Ниже изобретение более подробно рассмотрено со ссылкой на прилагаемые
15 чертежи, на которых:

на фиг. 1 схематически представлена высокопроизводительная установка;

на фиг. 2а и 2б схематически представлены частные варианты
расположения гидравлических линий для текучей среды, используемые в
установке, показанной на фиг. 1;

20 на фиг. 3 представлена система управления для определения одного или
более режимов работы для контроллера, приспособленного для управления
установкой на фиг. 1;

на фиг. 4 представлены шаги выполнения способов определения одного или
более режимов работы установки, показанной на фиг. 1, с использованием
25 аналитического программного компонента;

на фиг. 5 представлены шаги выполнения способа определения одного или
более режимов работы установки, показанной на фиг. 1, с использованием
программного компонента, основанного на результатах испытаний; и

на фиг. 6 представлены шаги при выполнении способа определения одного
30 или более режимов работы установки, показанной на фиг. 1, с использованием
прогнозирующей модели.

Осуществление изобретения

Установка

На фиг. 1 показана высокопроизводительная установка для одновременного выполнения испытаний на заводнение нескольких проб 1 пористой среды. На 5
фиг. 1 показаны три пробы 1, каждая из которых помещена в соответствующий контейнер 2 с оболочкой высокого давления (кернодержатель, работающий под давлением). Количество проб и контейнеров 2 не критично. Обычно каждое испытание дублируется, а желательно, проводится три раза, для проверки воспроизводимости результатов. Например, используя восемнадцать проб 1, 10
можно провести шесть групп испытаний с трехкратным повторением.

Как правило, на первом и втором конце контейнеров 2 имеются первая и вторая плиты 3, 4. Показанные на фиг. 1 контейнеры 2 установлены вертикально, с впускными отверстиями 5 и выпускными отверстиями 6 контейнеров, расположенными, соответственно, в первой (верхней) и второй (нижней) плитах 3, 4. Может, однако, быть предпочтительно, чтобы впускные отверстия 5 и 15
выпускные отверстия 6 были расположены, соответственно, на второй (нижней) и первой (верхней) плитах 3, 4 так, чтобы текучие среды закачивались в пористые пробы против силы тяжести. В альтернативном варианте, контейнеры 2 могут быть установлены горизонтально, и в этом случае расположение 20
впускных отверстий 5 и выпускных отверстий 6 не имеет значения. Желательно, чтобы впускные отверстия 5 и выпускные отверстия 6 были расположены по центру плит.

Каждая отводящая линия 8 соединена с соответствующим выпускным отверстием 6 каждого контейнера 2. Предпочтительно, чтобы отводящие линии 8 25
имели гидравлическое соединение с сосудами 9 для сбора и хранения отводимых текучих сред, получаемых из проб 1 пористой среды. Обычно, в каждой из отводящих линий 8 имеется соответствующий регулятор 10а давления, например, в форме вентиля, для регулирования давления в пробе 1 пористой среды, например, регулятор обратного давления.

30 Между источником текучей среды, например, баком 14, содержащим текучую среду, и впускным отверстием 5 каждого из контейнеров 2, включена подводящая линия 12 таким образом, что текучая среда может протекать по подводящей линии 12 через впускное отверстие 6 и отводящую линию 8 к

сосуду 9 для сбора отводимой текучей среды. Установка также включает необходимые средства для управления расходом потока текучей среды по подводящей линии от источника к контейнеру.

Для анализа отводимой текучей среды, протекающей от каждой пробы 1, может использоваться один или более оперативный аналитический прибор 7. Методы анализа и приборы, подходящие для использования с установкой для использования с настоящим изобретением, более подробно описаны ниже. Представляется, что проба текучей среды, отводимой от каждой пробы 1, может быть направлена к аналитическому прибору (-ам) 7. В альтернативном варианте, аналитический прибор (-ы) 7 может включать по меньшей мере один зонд, датчик или детектор, расположенный на отводящей линии 8, обеспечивая тем самым непосредственный анализ текучих сред, протекающих по отводящей линии 8. При необходимости, в отводящей линии 8 может быть сделано отверстие с тем, чтобы зонд, датчик или детектор могли быть помещены в отводимый поток (например, датчик рН или селективный датчик ионов), либо в отводящей линии 8 может быть сделано окно, вблизи которого располагаются зонд, датчик или детектор для исследования текучих сред, протекающих по отводящей линии 8 (например, для выполнения спектроскопического анализа). Например, в случае использования инфракрасного (ИК) анализа, отводимый поток может облучаться ИК излучением, создаваемым ИК источником, а ИК детектор может быть использован для обнаружения инфракрасного излучения, прошедшего сквозь поток (т.е., не поглощенного в отводимом потоке). В этом случае, аналитическим прибором может быть ИК анализатор, выполняющий Фурье-преобразование, вырабатывающий спектр пропускания или поглощения, показывающий длины волн, на которых отводимая текучая среда поглощает ИК излучение. Соответственно, в отводящей линии устанавливаются окна, прозрачные для ИК излучения (например, сапфировое или кварцевое окно), как для ИК источника, так и для ИК детектора. Использование зондов или детекторов позволяет свести к минимуму количество аналитических приборов для операции обнаружения, например, один ИК аналитический прибор может быть использован для получения ИК спектра по данным, выдаваемым детекторами, расположенными на двух или более отводящих линиях 8.

Аналогично, один или более оперативных аналитических приборов 11 также могут быть использованы для анализа текучих сред, протекающих по подводным линиям 12. Представляется, что проба текучей среды, подаваемой к каждой пробе 1, может быть направлена к аналитическому прибору (-ам). В альтернативном варианте, аналитический прибор (-ы) может включать по меньшей мере один зонд, датчик или детектор, расположенные на подводных линиях 12, обеспечивая непосредственный анализ текучих сред, протекающих по подводным линиям 12, с использованием методики, описанной выше применительно к отводящим линиям 8.

В подводных линиях 12 и отводящих линиях 8 могут быть установлены многоходовые вентили 10b, которые могут быть при необходимости открыты и закрыты, обеспечивая прохождение проб текучей среды к аналитическим приборам 11 и 7 по пробоотборным линиям 12g и 8a, соответственно. Отбор проб текучих сред может производиться периодически так, что пробы из подводных линий 12 и из отводящих линий 8 по очереди проходят в аналитические приборы 11 и 7, соответственно. Для подачи текучих сред от источника 14 к подводным линиям 12 могут быть использованы гидравлические насосы 10c.

Установка, показанная на фиг. 1, оснащена обводными линиями 13, проходящими между подводными линиями 12 и отводящими линиями 8. Каждый из контейнеров 2 (содержащий пробы 1 пористой среды) может быть перекрыт посредством многоходовых вентилях 10b, установленных в подводных линиях 12 и отводящих линиях 8, обеспечивая, тем самым, промывку подводных линий 12 и отводящих линий 8 через обводные линии 13 (при переходе от одной текучей среды к другой). При необходимости, многоходовые вентили 10b могут быть заменены вентилями, специально предназначенными для линий 12g и 8a отбора проб, и вентилями, специально предназначенными для перекрытия контейнеров 2 и отведения текучих сред в обводные линии 13. Перекрытие контейнеров 2 также позволяет извлечь каждый контейнер 2 из установки для анализа соответствующей пробы пористой среды, например, в ЯМР спектрографе. Таким образом, конструкция контейнеров 2 может обеспечивать их простое извлечение из высокопроизводительной

установки, например, путем защелкивающихся или быстросъемных фиксаторов, либо компрессионных фитингов (не показаны).

При желании, в отводящих линиях 8 могут быть установлены дополнительные вентили с тем, чтобы при прокачке текучих сред через 5 подводящие и отводящие линии 12, 8 по обводным линиям 13, текучие среды могли быть направлены в сосуд для сбора отходов (не показан).

С тем, чтобы избежать излишней сложности, для каждой группы 10 контейнеров (используемых для двух- или трехкратного повторения испытаний) желательно подводить одинаковые текучие среды к каждой из проб 1, находящихся в контейнерах, и при изменении подводимых текучих сред делать это одновременно.

Аналитические приборы 7, 11, регуляторы 10а обратного давления, вентили 10b управления потоком и насосы 10с подсоединяются к системе 200 управления и контроллеру 223 установки, как это описано далее применительно к фиг. 3.

15 Предпочтительно, чтобы контейнеры 2 имели цилиндрическую форму, для помещения в них цилиндрических проб 1 пористой среды. Желательно, чтобы впускные отверстия 5 и выпускные отверстия 6 первой и второй концевых плит 3, 4 были расположены в основном по центру, для обеспечения равномерного закачивания текучей среды в пробы 1 пористой среды.

20 Контейнеры 2 высокого давления могут быть выполнены, например, из нержавеющей стали, пластического материала, например, тефлона (Teflon™), полиэфирэфиркетонных полимеров (ПЭЭК) или углеволокна. При необходимости периодического проведения анализа проб пористой среды методами ЯМР спектроскопии, контейнеры 2 для проб должны выполняться из 25 неметаллических материалов, например, пластмассы или углеволокна.

Как правило, каждая из проб 1 пористой среды имеет резиновую гильзу (не показана), открытую с каждого конца. С каждого конца резиновой гильзы могут быть сформированы уплотнительные кольца (не показаны) для создания непроницаемого для текучей среды уплотнения в контейнере 2 высокого 30 давления с тем, чтобы между наружной поверхностью резиновой гильзы и внутренней поверхностью контейнера 2 высокого давления образовалось непроницаемое для текучей среды кольцевое пространство. Как правило, каждый контейнер 2 имеет впускное и выпускное отверстия (не показаны) для

подаваемой под давлением текучей среды с тем, чтобы текучая среда под давлением могла быть впущена в кольцевое пространство и, благодаря этому, воздействовать пластовым давлением на пробу 1 пористой среды. Обычно, пластовое давление составляет от 350 до 5000 фунтов/кв. дюйм, например, 5 примерно 400 фунтов/кв. дюйм.

Количество проб 1 пористой и проницаемой среды, которые могут быть испытаны одновременно (параллельно) с использованием высокопроизводительной установки, зависит от количества контейнеров 2. Обычно, установка может содержать от 6 до 100, желательно, от 12 до 75, 10 например, от 12 до 32 контейнеров.

Пробы 1 пористой среды должны быть проницаемы для текучих сред, которые закачиваются в эти пробы 1. Обычно пробы 1 пористой среды могут представлять собой цилиндрические образцы, взятые от одной или более проб 15 керна, извлеченных из исследуемого продуктивного пласта или обнаженной породы, имеющей физические и химические характеристики, аналогичные характеристикам породы исследуемого нефтеносного пласта. Обычно, пробы керна могут быть взяты из песчаника или карбонатного пласта (или обнажения 20 песчаника или карбонатного пласта).

Когда несколько цилиндрических образцов керна должны подвергаться сравнению с использованием высокопроизводительной установки и способа, 25 предложенных в настоящем изобретении, желательно, чтобы они вырезались в непосредственной близости от проб керна, и имели, поэтому, близкие свойства породы (химические и физические характеристики). Такие цилиндрические образцы керна называются "родственными образцами". Установка и способ, 30 предложенные в настоящем изобретении, могут быть, однако, также использованы для сравнения цилиндрических образцов керна из проб керна, взятых из различных участков нефтеносного пласта для определения возможного влияния различий в характеристиках породы в разных местах пласта на заводнение или реализацию методов увеличения нефтеотдачи.

В альтернативном варианте, или дополнительно, пробы пористой среды могут содержать песчаные пробки, предпочтительно образовавшиеся из вынесенного из скважины песка; сгустки из частиц ионно-обменных смол (либо катионных, либо анионных обменных смол), предназначенных для имитации

ионного обмена между закачиваемыми текучими средами (в частности, закачиваемой водой) и поверхностью породы в масштабе нефтеносного пласта; сгустки частиц гидрофильных или гидрофобных смол (предназначенных для имитации гидрофильной или гидрофобной поверхности породы); искусственную породу (например, кремнезем); цеолиты; или керамические материалы. С песком, перед формированием песчаной пробки, могут быть смешаны глины (например, каолинитовые, смектитовые, пиррофиллитовые, иллитовые, хлоритовые или глауконитовые глины). Глины также могут быть нанесены на песчаные пробки или на пробы искусственной породы. Например, сцементированный кварц может быть скреплен с кальцитом и глинами и нанесен на поверхность искусственной породы.

Размер проб 1 пористой среды зависит от порога обнаружения нефти. Если порог обнаружения нефти в воде очень низок, тогда размер пробы 1 может быть очень мал. В настоящее время порог обнаружения нефти в воде составляет 0,1 мл нефти на 10 мл воды. Если требуется обнаружить 1% увеличение в извлечении нефти, достаточно, чтобы проба имела минимальный доступный для нефти объем пор, равный 10 мл. Однако для быстрой проверки может быть приемлемым минимальный порог обнаружения, соответствующий 5% увеличению извлекаемой нефти (нарастающая нефтеотдача). Обычно, пробы 1 пористой среды имеют цилиндрическую форму, с предпочтительным диаметром в интервале от 1 до 3 дюймов, более желательно, от 1 до 2 дюймов, например, от 1 до 1,5 дюймов, а длину в интервале от 1 до 6 дюймов. Для каждой группы испытаний, пробы 1 пористой среды имеют в целом одинаковую форму.

Предпочтительно, пробы 1 пористой среды вставляются в каждый из нескольких контейнеров 2 высокопроизводительной установки. Возможно, однако, что один или более контейнеров 2 не работает, например, находится на обслуживании. Как было показано выше, контейнеры 2 могут устанавливаться в установке либо горизонтально, либо вертикально, при этом текучие среды протекают через пробы либо в горизонтальном направлении, либо в вертикальном направлении. Желательно, чтобы водные текучие среды (например, пластовая вода, закачиваемая вода) протекали в вертикальном направлении, от нижнего конца к верхнему концу каждой пробы 1. При закачивании нефти, желательно, чтобы поток нефти в вертикальном направлении

проходил от нижнего к верхнему концу каждой пробы (в этом случае, нефть может закачиваться в каждую пробу через выпускное отверстие контейнера 2).

5 Обычно текучие среды, содержащиеся в поровом пространстве пористой среды (например, пластовая вода или нефть) в каждой из параллельной групп испытаний, одни и те же, однако закачиваемые текучие среды могут быть разными. Представляется, однако, что закачиваемая текучая среда, используемая в каждом испытании, может быть одной и той же, и что одна или более проб 1 пористой среды, нефть или пластовая воды могут изменяться.

10 Представление на чертежах в виде дисковых элементов является схематичным. Как должно быть понятно специалисту, в контексте настоящего изобретения, плиты не должны иметь какую-то конкретную форму, и не должны обязательно быть в форме пластин. Функция плит состоит в том, чтобы
15 заключить испытательную пробу в работающую под давлением емкость и, при необходимости, дать возможность текучим средам войти в емкость и выйти из нее, и также приложить давление к пробе. В предпочтительных частных вариантах, роль одной или обеих плит могут выполнять поршни. Две плиты не обязательно должны быть одинаковыми.

20 На фиг. 2а представлен подробный пример использования гидравлических линий и коллекторов в установке, показанной на фиг. 1. В примере на фиг. 2а показаны две группы по три контейнера 2. Установка, однако, может иметь дополнительные группы контейнеров, например, от четырех до десяти дополнительных групп по три контейнера. Для простоты, плиты 3, 4, выпускное отверстие 5 и выпускное отверстие 6 для каждого контейнера не показаны.

25 С тем, чтобы избежать возможного загрязнения текучих сред, желательно, чтобы для каждой текучей среды использовался специально предназначенный бак 14а, 14b, 14с. При отсутствии специально предназначенных баков, необходимо тщательно промывать баки перед сменой текучих сред.

30 Главная подводящая линия 12а для нефти соединяет источник 14а нефти с главным коллектором 15. Специально предназначенные подводящие линии 12d для нефти (по одной на контейнер 2) проходят через обводные коллекторы 16 к входным коллекторам 17, для каждого из контейнеров 2. Аналогично, главная подводящая линия 12b для пластовых вод соединяет источник 14b пластовых вод с главным коллектором 15, а специально предназначенные подводящие линии

12e для пластовой воды (по одной на контейнер 2) проходят через обводные коллекторы 16 к входным коллекторам 17, для каждого из контейнеров 2.

В примере, показанном на фиг. 2а, могут использоваться несколько источников 14с закачиваемых текучих сред (показано два), гидравлически связанных с коллектором 18 закачиваемой текучей среды, который обеспечивает гидравлическую связь между одним из источников 14с закачиваемой текучей среды и главным коллектором 15 по главной подводящей линии 12с для закачиваемой текучей среды. Например, когда необходимо выполнить заводнение нескольких пористых проб 1 в третичном режиме, в первом источнике 14с текучей среды может храниться искусственная морская вода или искусственная вода пониженной солености, а исследуемая закачиваемая текучая среда (например, закачиваемая вода) может храниться во втором источнике 14с текучей среды. Специально предназначенные подводящие линии 12f для закачиваемой воды (по одной на контейнер 2) проходят через обводные коллекторы 16 во входные коллекторы 17 для каждого из контейнеров 2. Как правило, входные коллекторы 17 расположены на первой плите 3 каждого контейнера 2.

В гидравлических линиях могут быть установлены гидравлические насосы (не показаны). В гидравлических линиях и (или) на обводных коллекторах 16 и входных коллекторах 17 могут также быть установлены вентили (не показаны) для коммутации потоков текучих сред.

Входные коллекторы 17 позволяют подавать различные текучие среды в заранее определенной последовательности (которой можно управлять посредством программного компонента планирования испытаний высокопроизводительной установки) во впускное отверстие 5 первой плиты 3 контейнера 2. Обводные линии 13 включены так, что главные подводящие линии 12а, 12b, 12с и специально предназначенные подводящие линии 12d, 12е, 12f могут быть промыты при подключении непосредственно к отводящей линии 8, когда подводящие линии должны переключаться на другие текучие среды.

Вентили в главных подводящих линиях 12а-с могут быть открыты или закрыты для пропускания нужных текучих сред в главный коллектор 15, в соответствующие специально предназначенные подводящие линии 12d-f, во входные коллекторы 17 и в пробы 1. В предпочтительном варианте (рассмотрено

ниже), система управления высокопроизводительной установки обеспечивает
нужную последовательность открывания и закрывания вентилей. В случае
испытаний с нестационарным заводнением, система управления обеспечивает
закачивание отдельных текучих сред во входной коллектор 17 в нужной
5 последовательности. При испытаниях со стационарным заводнением (например,
стационарных испытаниях проницаемости), в пробы 1 может закачиваться смесь
нефти и воды. Система управления обеспечивает одновременное закачивание в
пробы 1 смеси нефти и воды в требуемом соотношении (посредством
10 управления как правильной последовательностью открывания и закрывания
вентилей, так и регулировкой расхода нефти и воды).

Можно представить себе и другие схемы подачи текучих сред в каждый из
контейнеров 2. Пример альтернативной системы представлен на фиг. 2б, где
вентили (не показаны) в подводящих линиях 12а, 12б и 12с могут быть открыты
или закрыты для пропускания нужных текучих сред в главный коллектор 15 и в
15 одиночную специально предназначенную подводящую линию 12 для каждого
контейнера 2. Каждая из одиночных специально предназначенных подводящих
линий 12 имеет обводную линию 13, позволяющую выполнять промывку
основного коллектора и специально предназначенной подводящей линии 12,
чтобы не допустить загрязнения проб 1.

20 Вне зависимости от схемы подачи текучих сред к каждому из контейнеров
2, пробы 1 пористой среды обычно нагреваются до заданной испытательной
температуры, например, до температуры исследуемого нефтеносного пласта.
Нагревание проб 1 до заданной температуры может быть выполнено
посредством помещения каждого контейнера 1 (содержащего пробу 1 пористой
25 среды) в специально предназначенную для него печь. В альтернативном
варианте, каждый из контейнеров может быть оснащен специально
предназначенной тепловой рубашкой. Эти конструкции обеспечивают
индивидуальную регулировку температуры проб 1. Если необходимо нагреть
закачиваемую текучую среду до требуемой испытательной температуры до ее
30 закачивания в пробы 1 пористой среды, также желательно нагреть и
подводящую линию 12 (или специально предназначенные линии 12d, 12e, 12f).
Например, концевая часть подводящей линии 12 может быть помещена в печь,
или концевая часть подводящей линии 12 может иметь тепловую рубашку. При

желании, некоторые или все из контейнеров могут быть помещены в одной печи. Например, группа контейнеров 2 (и их пористые пробы), которые должны использоваться для испытаний с двукратным или с трехкратным повторением, могут быть нагреты до требуемой испытательной температуры помещением группы контейнеров 2 в одной печи.

5 Когда пробы 1 пористой среды представляют собой пробы керна, одновременные испытания на фильтрацию на керне (керне на обводнение) могут быть выполнены при помещении проб 1 в условия, полностью соответствующие условиям нефтеносного пласта, т.е., давлению и температуре нефтяного пласта, из которого были извлечены пробы керна. При желании, однако, испытания на 10 фильтрацию на керне могут быть проведены при температуре пласта, но при более подходящем для лабораторных условий давлении. Типичные температуры нефтеносных пластов составляют от 20 до 150°C, например, от 40 до 90°C. Подходящие для лабораторных условий давления на керне составляют от 4 до 50 15 бар абс., предпочтительно, от 10 до 20 бар абс., например, примерно 15 бар абс. Керны, однако, должны поддерживаться под достаточно высоким давлением для предотвращения выделения растворенного газа (растворенный газ образует в керне самостоятельную газовую фазу), в частности, при использовании сырой нефти, содержащей газообразные пластовые флюиды.

20 В тех случаях, когда изучение механизма проводится с использованием песчаных пробок, искусственной породы, уплотнений из смол, цеолитов или керамических материалов, пробы пористой среды могут поддерживаться при температуре в интервале от 20 до 90°C и подходящем для лаборатории давлении (например, при лабораторном давлении описанных выше испытаний фильтрации 25 на кернах).

Анализ проб пористой среды и текучих сред

Предпочтительно, высокопроизводительная установка оснащена средствами для анализа проб текучих сред, закачиваемых в пористые пробы, для определения одной или более химических или физических характеристик этих текучих сред. Данные текучие среды включают растворители для химической 30 очистки, пластовую воду, нефть и исследуемые текучие среды (т.е., закачиваемые воды, используемые в одновременных испытаниях фильтрации на кернах, или закачиваемые текучие среды, используемые в одновременных

испытаниях способов увеличения нефтеотдачи). Химические и физические характеристики этих текучих сред могут определяться автономно, вне процесса испытаний (в режиме офлайн), либо в режиме оперативного анализа в процессе испытаний (онлайн). При выполнении офлайн анализа, пробы текучих сред отбираются для последующего анализа. Предпочтительно, установка также
5 оснащена средствами анализа проб текучих сред, извлекаемых из пористой среды (обычно, нефть и минерализованная вода), для определения одного или более химических или физических свойств попутных текучих сред.

Установка может быть также оснащена средствами для анализа проб 1 пористой среды (например, проб керна) на химические и физические
10 характеристики.

Для определения состава текучих сред, закачиваемых в пробы пористой среды, и текучих сред, извлекаемых из проб 1 пористой среды, могут быть использованы одна или более систем анализа или приборов, для получения
15 данных, относящихся к химическим и (или) физическим характеристикам закачиваемых текучих сред и извлекаемых текучих сред. Хотя возможно использование ручных или полуавтоматических систем химического анализа, предпочтительно использование автоматизированной системы, описываемой
ниже применительно к фиг. 3, используемой для управления и анализа данных, получаемых при использовании аналитической системы (-ем) или прибора (-ов).
20 Аналитическая система (-мы) или прибор (-ры) обычно включают датчик, зонд или детектор. Для применения спектроскопических методов, аналитическая система (-мы) или прибор (-ры) также включают источник электромагнитного излучения (например, ультрафиолетового, видимого или инфракрасного
25 излучения).

Предпочтительно, точки отбора проб выбираются непосредственно на входе и непосредственно на выходе контейнеров 2. Могут использоваться как онлайн, так и офлайн аналитические методы. Для проведения анализа в процессе
30 испытания (онлайн), датчик, зонд или детектор аналитического прибора 7, 11 могут быть помещены непосредственно на трубопроводах высокопроизводительной установки в каждой из точек отбора проб, например, непосредственно перед впускными отверстиями 5 или после выпускных
отверстий 6 контейнеров 2. Как было показано выше, датчик, зонд или детектор

могут быть расположены в потоке текучей среды или вблизи окна в трубопроводе так, чтобы датчик, зонд или детектор могли получать анализируемые данные, относящиеся к текучим средам, протекающим в трубопроводах. В альтернативном варианте, возможна автоматизация работы высокопроизводительной установки так, что по меньшей мере часть потока текучей среды, протекающего к каждому из контейнеров 2, или по меньшей мере часть получаемых текучих сред, или фильтрата, извлекаемых из каждого из контейнеров 2, поочередно ответвляется в аналитический прибор 7, 11 с тем, чтобы аналитический прибор 7 поочередно проводил анализ текучих сред, подводимых к каждой из проб пористой среды, и (или) аналитический прибор 7 поочередно проводил анализ получаемых текучих сред, или фильтрата, извлекаемых из каждой из проб 1 пористой среды. Например, выборочное переключение отводимых текучих сред от одной из отводящих линий 8 к аналитическому прибору 7 по пробоотборной линии 8а может выполняться переключающим вентилем. Аналогично, переключающий вентиль может выборочно переключать закачиваемые текучие среды от одной из подводящих линий 12 к аналитическому прибору 11 по пробоотборным линиям 12g. Для анализа различных характеристик текучих сред может использоваться несколько различных онлайн аналитических приборов. Для автономного анализа, проводимого вне процесса, высокопроизводительная установка может быть автоматизирована для извлечения проб текучей среды с регулярными интервалами через пробоотборные выходы для офлайн анализа.

Методы анализа для использования с высокопроизводительной установкой, предложенные в настоящем изобретении, включают хроматографию и спектроскопию. Подходящие методы хроматографии включают газовую хроматографию (ГХ), жидкостную хроматографию высокого давления, или ионную хроматографию, используемую для обнаружения анионов или катионов. Подходящие методы спектроскопии включают масс-спектроскопию (МС), например, атомно-эмиссионную спектроскопию, атомно-абсорбционную спектроскопию, масс-спектроскопию с Фурье-преобразованием, масс-спектрометрию ионного циклотронного резонанса с Фурье-преобразованием и газовую хроматографию-масс-спектроскопию; инфракрасную (ИК) спектроскопию; спектроскопию ближнего ИК; спектроскопию комбинационного

рассеяния (КР); ультрафиолетовую (УФ) спектроскопию; и спектроскопию ультрафиолетового-видимого света, включая использование флуоресцентных маркеров или хромофоров, взаимодействующих с химическими компонентами, подлежащими обнаружению, с излучением сигнала в УФ или видимом

5 диапазонах электромагнитного спектра, например, существуют ионофоры, реагирующие с определенными катионами или анионами, обеспечивая обнаружение этих катионов или анионов, с использованием флуоресценции или изменения цвета; спектроскопию ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) и спектроскопию электронного спинового резонанса (ЭСР). Другие методы

10 включают селективные ионные зонды, которые могут быть использованы для определения полного содержания растворенных твердых веществ в пробах воды или воде, протекающей по гидравлической линии, индуктивно связанную плазму (ИСП) для обнаружения ионов металла; зонды рН, датчики, определяющие электрические свойства, например, импеданс, сопротивление, диэлектрическую

15 проницаемость и др., и нефелометрию для определения содержания нефти в попутных водах. Методы нефелометрии включают измерение помутнения пробы жидкости посредством анализа света, рассеянного в этой пробе жидкости. Многие из упомянутых методов могут быть использованы онлайн, например, упомянутые выше методы хроматографии и спектроскопии, газовая

20 хроматография, жидкостная хроматография высокого давления, ионная хроматография, ИК спектроскопия, спектроскопия ближнего ИК, спектроскопия комбинационного рассеяния, УФ спектроскопия и спектроскопия УФ и видимого диапазона, и нефелометрия. Однако методы масс-спектроскопии требуют взятия проб текучих сред, обычно нефти, для проведения офлайн анализа, в то время как ЯМР анализ проб пористой среды 1 потребует периодического извлечения

25 контейнеров 2 из высокопроизводительной установки и помещения их в ЯМР спектрометр.

Переменные испытаний

30 Высокопроизводительная установка позволяет исследовать одну или более из следующих переменных:

- пористые среды различного типа;
- состав грунтовых вод;
- состав нефти;

тип и состав закачиваемой текучей среды (например, состав закачиваемой воды);

температуру (например, температуру нефтеносного пласта);

5 давление (перепад давлений на пористых пробах и абсолютное давление внутри порового пространства пористых проб);

временную зависимость состава попутных текучих сред (например, состава попутных вод или состава добываемой нефти);

временную зависимость количества добываемой нефти и (или) общего количества добытой нефти;

10 соотношения газ/нефть и (или) состав газа, в случае фильтрации на кернах при условиях нефтеносного пласта, с использованием нефти с растворенным газом.

Проба 1 пористой среды может представлять собой цилиндрические образцы керна, взятые из проб нефтегазоносной породы продуктивного пласта, 15 включающие цилиндрические образцы керна песчаника и карбонатной породы; цилиндрические образцы обнаженной породы; песчаные пробки, включая песчаные пробки, сформированные из попутного песка; пробки из смол, искусственной породы, керамических материалов или цеолитов.

20 Как более подробно показано ниже, для испытаний на заводнение или увеличение нефтеотдачи, пробы пористой среды обычно закачиваются пластовой водой и затем нефтью, после чего, желательно, подвергаются выдержке.

Пластовая вода, закачиваемая в пробы пористой среды, обычно представляет собой реликтовую воду (вода, исходно находившаяся в 25 нефтеносном пласте). Однако если резервуар был подвергнут заводнению, пластовая вода может иметь состав воды, находящейся в исследуемом нефтеносном пласте (смесь реликтовой воды и ранее закачанной воды).

30 Нефть, закачиваемая в пробы 1 пористой среды, может представлять собой товарную нефть, взятую из исследуемого нефтеносного пласта, или нефть с растворенным газом (товарная нефть, рекомбинированная с газом, обычно синтетическим газом, характерным для газа, выделяемого из нефти на производственном оборудовании). Также могут быть использованы синтетические масла. Например, органический растворитель, содержащий один

или более компонентов, обычно встречающихся в сырой нефти, например, ароматические соединения, алифатические соединения, кислоты, основания или асфальтены. Использование синтетических масел позволяет исследовать механизмы, посредством которых различные компоненты сырой нефти скрепляются с поверхностью породы, а также механизмы вытеснения этих компонентов сырой нефти с поверхности породы (или с поверхности аналогичного материала, например, ионообменной смолы). Например, могут исследоваться взаимодействия между компонентами сырой нефти и добавок, содержащихся в закачиваемой текучей среде. Обычно основные органические растворители для синтетического масла выбираются из алифатических углеводородов с содержанием углерода от C₅ до C₂₀, например, пентана, гексана, гептана, октана, нонана, декана, удекана, додекана и их смесей. В альтернативном варианте, может быть использовано алифатическое основное масло, при условии, что это основное масло не содержит ароматических углеводородов. Примером подходящего алифатического основного масла является деполяризованный керосин.

Закачиваемые текучие среды, которые могут быть подвергнуты испытанию, включают основные насыщенные минеральные растворы с различным общим содержанием растворенного твердого вещества (TDS) (соленость). Например, могут быть испытаны минеральные растворы, имеющие TDS интервале от 100 до 200 000 ppm (мг/л). Другие закачиваемые текучие среды, которые могут быть испытаны, включают пар и газы. Газы, в частности, могут представлять собой смешивающиеся газы, например, CO₂, газы-углеводороды (например, метан, этан или пропаны) или их смеси. В альтернативном варианте газами могут служить N₂ или воздух.

В случае закачивания смешивающегося CO₂, температура и давление CO₂ должны выбираться так, чтобы CO₂ находился в сверхкритическом состоянии. Закачиваемый сверхкритический CO₂ будет смешиваться с нефтью, присутствующей в твердой среде, тем самым снижая вязкость нефти и позволяя удалять из пробы 1 больше нефти. Благодаря способности CO₂ смешиваться с нефтью, может оказаться необходимым снизить давление фильтрата, удалить газообразный CO₂ перед определением количества полученной нефти. Получают данные измерений, показывающие, например, абсолютное и дифференциальное

давление, объем извлекаемой текучей среды и состав извлекаемой текучей среды. В таких испытаниях фильтрации на кернах с CO₂ обычно используют относительно малые объемы текучей среды, и некоторые пробы полученной текучей среды могут иметь объем менее 0,2 см³. Испытания с использованием смешивающихся компонентов могут проводиться в широком диапазоне температур и давлений, но обычно температура составляет примерно 120°C (~400K), а давление обычно составляет примерно 300 бар. В одном примере испытаний фильтрации на кернах с CO₂, полученную текучую среду доводят до температуры и давления нефтеносного пласта. Затем давление и температуру полученной текучей среды резко изменяют (снижают) до атмосферного уровня посредством регулирующего вентиля. После этого части проб отбираются для анализа состава в аналитическом блоке 211 системы 200 управления. Измеряется масса каждой части и, с учетом плотности исходной сырой нефти с растворенным газом и коэффициента объемной пористости породы, может быть определена объемная доля нефти в условиях нефтеносного пласта.

Подходящие добавки в закачиваемую текучую среду, в частности в закачиваемую воду, включают катионы, анионы, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочные металлы, кислоты, микробы, коллоиды, частицы глины, наночастицы, частицы микрогеля, частицы полимера и их смеси.

Испытания добавок могут быть выполнены в широком диапазоне концентраций для определения оптимальных концентраций, например, концентраций в интервале от 5 до 20 000 ppm.

В закачиваемую текучую среду могут быть включены две или более добавки для исследования синергического взаимодействия между ними.

Разрушение породы в цилиндрических образцах керна, которое может произойти при пропускании закачиваемой текучей среды сквозь цилиндрические образцы керна, может быть измерено на основании мониторинга изменений перепада давления на цилиндрических образцах керна. Как правило, повышение перепада давления служит показателем разрушения породы, при этом степень разрушения связана с отношением исходного перепада давления на цилиндрическом образце керна к окончательному перепаду давления на нем (для одной и той же вязкости текучей среды). Также может быть необходимо следить за вязкостью текучей среды, закачиваемой в керна, для внесения корректировок,

учитывающих изменения перепада давления вследствие различных вязкостей разных закачиваемых текучих сред.

Способ

5 В настоящем описании также приведен способ одновременного закачивания закачиваемой текучей среды в несколько проб пористой среды, когда пористая среда насыщается нефтью при неснижаемом водонасыщении S_{wi} , при выполнении которого:

выдерживают пробы пористой среды так, что они насыщаются нефтью при S_{wi} , переходя в состояние смешанного смачивания;

10 закачивают закачиваемую текучую среду в каждую из проб пористой среды,

извлекают любую текучую среду, вытесненную из проб пористой среды, анализируют текучие среды, закачанные в каждую из проб пористой среды,

и

15 анализируют любые текучие среды, извлеченные из каждой из проб пористой среды.

Также приведено описание способа, в котором пробы 1 пористой среды в целом аналогичны, например, по своим минеральным компонентам, плотности, пористости и физическим размерам, и могут быть идентичными. Аналогично, 20 пластовые воды и нефть, которые используются для приведения каждой из проб 1 пористой среды в состояние неснижаемого водонасыщения, являются в целом аналогичными или одинаковыми. В альтернативном варианте или дополнительно, закачиваемые текучие среды, используемые в каждом из одновременных испытаний, могут быть в целом аналогичны или идентичны, и 25 одна или более из других переменных могут быть изменяемыми/управляемыми, например, состав нефти, состав пластовой воды или тип пористой среды.

Одновременные испытания могут быть проведены во вторичном режиме путем закачивания различных испытательных закачиваемых текучих сред в пробы 1 пористой среды. В альтернативном варианте, базисная закачиваемая 30 текучая среда, например, искусственная минерализованная вода, закачивается в каждую из проб 1 для приведения проб 1 в первое состояние остаточной нефтенасыщенности, S_{or1} . Затем различные испытательные закачиваемые текучие среды закачиваются в пробы 1 пористой среды в третичном режиме.

Если в третичном режиме не извлекается дополнительной нефти, пробы 1 остаются в первом состоянии остаточной нефтенасыщенности. Если из пробы 1 извлекается дополнительная нефть, пробы 1 находятся во втором состоянии пониженной остаточной нефтенасыщенности S_{or2} . Предпочтительно, при выполнении способа в соответствии с настоящим изобретением, определяют первую и вторую остаточную нефтенасыщенность (описано далее).

Предпочтительно, каждое одновременное испытание повторяется два или три раза с закачиванием различной испытательной закачиваемой текучей среды соответственно либо в две, либо в три из проб 1 пористой среды.

Программное обеспечение системы управления

В целом, автоматизированная система содержит систему 200 управления, включающую различные программируемые программные компоненты или инструменты. Как показано на фиг. 3, имеются аналитический компонент 211 и компонент 213 планирования испытаний, а также другие программные компоненты в форме компонента 215 сбора данных, компонента 217 прогнозирующей модели и оптимизирующего компонента 219, которые будут описаны ниже. Система 200 управления включает обычную операционную систему 221 и компоненты хранения данных, например системную шину, соединяющую центральный процессор (ЦП) 205, жесткий диск 203, оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) 201, устройства ввода/вывода и сетевые адаптеры 207, обеспечивающие соединение с устройствами ввода/вывода потребителя и с другими устройствами, например, аналитическими приборами и (или) контроллером 223 установки, который, как это показано ниже, может быть включен в сеть N1. ОЗУ 201 содержит программу 221 операционной системы, которая управляет, известным образом, работой низкого уровня системы 200 обработки. Кроме того, при управлении закачиванием текучей среды в пробы 1 и (или) проведении анализа посредством контроллера 223 установки, операционная система 221 загружает в ОЗУ 201 программные компоненты 211, 213, 215, 217 и 219. Конфигурация каждого программного компонента 211, 213, 215, 217, 219 может определяться данными измерений и (или) заранее заданными данными, которые могут храниться в базах DB1, DB2 данных или других запоминающих компонентах, функционально связанных или соединенных с системой 200 обработки.

Как показано ниже, желательно, чтобы пористые пробы (в частности, цилиндрические пробы керна) были очищены перед насыщением нефтью в состоянии неснижаемого водонсыщения. Затем пористые пробы выдерживаются в соответствии с протоколом выдерживания. Далее выполняются одна или более групп испытаний по заводнению путем закачивания закачиваемой текучей среды в пробы 1. Измерения характеристик текучих сред и пористой среды, необходимые для дальнейшего анализа системой 200 управления, могут быть проведены предварительно, во время и (или) после каждой из упомянутых стадий очистки, насыщения, выдерживания и закачивания, и на каждой стадии пользователь или оператор установки или системы 200 управления может, при желании, проверить данные измерений и вручную дать команду установке и (или) системе 200 управления перейти к следующей стадии.

На фиг. 4 представлены шаги, выполняемые для анализа данных измерений, получаемых системой 200 управления от аналитических приборов 7, 11 и (или) от другого оборудования получения данных. Данные измерений могут содержать измеренные значения определенных величин, полученные непосредственным измерением нужным образом размещенными аналитическими приборами 7, 11. На шаге S401, данные измерений принимаются системой 200 управления, желательно компонентом 215 сбора данных. Компонент 215 сбора данных может быть приспособлен для обработки полученных исходных данных измерений, для получения соотношений величин характеристик, или величин, полученных в ряде различных измерений характеристик, в соответствии с известными методиками. При этом исходно измеренные характеристики могут быть, при необходимости или желании, подвергнуты преобразованию компонентом 215 сбора данных, либо, в другом варианте, аналитическим компонентом 211, для выработки данных измерений, пригодных для ввода, на шаге S402, в один или более алгоритм вычислений аналитического компонента 211. Такое преобразование может сводиться просто к преобразованию единиц измерения, или выработанию требуемого соотношения измеряемых величин.

На шаге S403, аналитический компонент 211 выполняет действия в соответствии с заранее установленными правилами, например, в форме различных алгоритмов (которые, предпочтительно, хранятся в базе DB1 данных и могут быть извлечены оттуда при необходимости и автоматически выполнены

в соответствии с параметрами полученных данных). Аналитический компонент 211 приспособлен для анализа состава различных текучих сред и материалов, используемых в испытаниях, например, данных, свидетельствующих о химических характеристиках закачиваемой среды, которая должна использоваться для одновременных испытаний, и также приспособлен для анализа результатов испытаний, полученных компонентом 215 сбора данных системы 200 управления. В частности, аналитический компонент 211 запрограммирован в соответствии с правилами, например, протоколами очистки проб пористой среды (рассмотрены ниже), протоколами выдерживания сред (рассмотрены ниже) и протоколами анализа закачиваемых текучих сред и получаемых сред, так, чтобы выдавать данные, например, зависимость количества извлекаемой текучей среды и параметры состава текучей среды, как будет описано применительно к шагу S404.

На шаге S404, аналитический компонент 211 вырабатывает на выходе данные анализа, которые свидетельствуют о воздействии закачивания текучей среды, по данным измерений. Данные анализа могут включать зависимость количества извлекаемой текучей среды для каждой пробы 1 (или единую зависимость извлекаемого количества, объединяющую выходные данные, полученные от аналогичных проб); такие зависимости извлекаемого количества текучих сред показывают изменения во времени в составе и (или) количестве получаемой (извлекаемой) нефти и (или) составе получаемой воды. Аналитический компонент 211 может определять, например, когда из проб перестает выделяться нефть; и когда состав получаемой закачиваемой текучей среды (например, получаемой воды), вытекающей из проб, становится в целом одинаковым с составом закачиваемой текучей среды. Аналитическим компонентом 211 также может быть определено количество добавочной нефти, извлеченной из проб, с учетом конкретной совокупности параметров испытаний.

Аналитический компонент 211 может определить, насколько чисты пористые пробы, посредством определения соответствия состава очищающих растворителей, извлеченных из проб, составу растворителей, закачанных в пробы, в частности, путем обнаружения момента, когда в извлеченном из проб растворителе больше нет компонентов нефти. Кроме того, аналитический компонент может определить, когда пористые пробы насыщены

минерализованной водой до 100% водонасыщения, $S_w=1$, когда пробы находятся в состоянии неснижаемого водонасыщения S_{wi} минерализованной водой, и когда пробы насыщены нефтью при S_{wi} и начальной нефтенасыщенности S_{oi} .

Например, при закачивании минерализованной воды в качестве закачиваемой
5 текучей среды, пробы 1 определяются в состоянии S_{wi} , когда аналитическими приборами 7 в отводящих линиях 8 обнаруживается наличие минерализованной воды в количестве выше пороговой величины. Аналитический компонент 211 может также определять, когда заканчивается выдерживание пористых проб (рассмотрено ниже), например, на основании анализа данных ЯМР,
10 периодически получаемых от каждой из пористых проб. Аналитический компонент 211 может выполнить интерполяцию данных измерений, с использованием графической интерполяции между определенными величинами параметров или интервалов, хранящихся в справочной таблице, к которой может обратиться аналитический компонент 211.

15 После выполнения аналитического программного компонента 211 выработки аналитических данных, программа, выполняемая ЦП 205 системы 200, определяет, на шаге S405, на основании аналитических данных, один или более рабочих режимов контроллера 223 установки. Аналитический компонент 211 может быть приспособлен для определения рабочего режима (-ов) после
20 выработки и интерпретации аналитических данных, либо может использоваться отдельный программный компонент (не показан). Как было показано выше, аналитические данные могут включать зависимость извлекаемого количества текучей среды, показывающую изменения во времени количества получаемой нефти (как правило, общее количество получаемой нефти с течением времени), и
25 это может быть использовано аналитическим компонентом 211 для определения будущего рабочего режима для контроллера 223 установки на основе интерпретации этой зависимости аналитическим компонентом 211. Аналитический компонент 211 может обратиться к справочной таблице для
30 определения того, должен ли, на основании этих данных, рабочий режим использоваться для контроллера 223 установки.

Например, если анализ зависимости количества извлеченной нефти демонстрирует резкое увеличение объема извлеченной нефти (например, если имеется заметное увеличение в градиенте накопленного количества извлеченной

нефти в зависимости от времени, или если объем полученной нефти превосходит пороговое значение), аналитический компонент 211 может определить посредством справочной таблицы, что закачивание используемой в данный момент закачиваемой текучей среды должно быть продолжено, и в контроллер 223 установки направляется рабочий режим, содержащий команду продолжать закачивание закачиваемой текучей среды. В альтернативном варианте, если анализ зависимости количества извлекаемой нефти показывает, что либо извлечение нефти отсутствует, либо извлечено незначительное количество нефти после закачивания заранее установленного объема закачиваемой текучей среды (например, 30 PV (поровых объемов – от англ. pore volume, определяемых здесь как объем порового пространства пробы 1 пористой среды)), справочная таблица может показать, что закачивание текучей среды должно быть прекращено, поскольку оно не приносит достаточного объема добавочной нефти, и аналитический компонент 211 определит и применит подходящий рабочий режим, который даст команду контроллеру 223 установки остановить текущее закачивание. Аналитический компонент 211 также может распознать любую точку перегиба в кривой зависимости извлечения нефти, показывающую момент времени, когда начинает снижаться приращение извлеченной добавочной нефти (например, зависимость от времени суммарного количества извлеченной нефти выходит на плоский участок), при этом аналитический компонент 211 может определить рабочий режим по справочной таблице, включающий продолжение закачивания в течение определенного промежутка времени, либо закачивание, после этого, определенного объема закачиваемой текучей среды, например, 20 PV, с последующей остановкой закачивания.

Режим работы применяется на шаге S406 отправкой рабочего режима в контроллер установки 223, где команда выполняется управляющей программой, ассоциированной с контроллером 223. Управляющая программа обеспечивает, например, удаленное активизирование вентилей 10а, 10b и насосов 10с. Для этого управляющая программа содержит соответствующие правила, благодаря которым может быть включен соответствующий насос 10с одновременно, или с соответствующим временным интервалом, с открыванием соответствующих вентилей 10а, 10b.

Компонент 215 сбора данных может дополнительно, или в альтернативном варианте, вырабатывать рабочие режимы, например, для того, чтобы дать команду высокопроизводительной установке ответить пробы текущей среды на входе и (или) выходе от каждого из контейнеров 2 к аналитическим приборам 7, 11, для определения конкретных химических или физических параметров. Если аналитический прибор включает несколько датчиков, детекторов или зондов, расположенных внутри нескольких отводящих линий 8 или прилегающих к нескольким отводящим линиям 8, аналитический компонент 211 или компонент 215 сбора данных может вырабатывать рабочие режимы с выдачей команд аналитическому прибору на регистрацию данных, которые были получены датчиками, детекторами или зондами, для определения некоторых химических и (или) физических параметров. Аналитический компонент или компонент 215 сбора данных могут давать команду аналитическим приборам 7, 11 на сбор этих данных либо непрерывно, либо периодически. Представляется, что два или более различных датчиков, детекторов или зондов для двух или более различных аналитических приборов могут быть размещены внутри отводящей линии 8 для сбора данных, связанных с различными химическими и (или) физическими характеристиками отводимых текучих сред. Также представляется, что аналитический компонент или компонент 215 сбора данных могут давать команду высокопроизводительной установке на получение проб текучих сред, протекающих сквозь, например, пробоотборные линии 8а, 12г. Такое взятие проб текучих сред может быть выполнено из отверстия в, например, пробоотборной линии (-ях) 8а, 12г, и может выполняться как вручную, так и автоматизированно. Соответственно, аналитический компонент 211 и компонент 215 сбора данных могут либо выдавать команду оператору установки на взятие пробы, либо вырабатывать рабочий режим с выдачей команды автоматизированной установке взятия проб на взятие проб текучих сред.

Как показано на фиг. 5, программный компонент 213 планирования испытаний приспособлен для выявления и разработки, на основе алгоритмов аналитического компонента 211 и (или) данных измерений, полученных (шаг S501, соответствующий либо шагу S401, либо S404 на фиг. 4) системой 200 управления, дальнейших испытаний с оптимизированными характеристиками, которые дадут или превзойдут требуемый результат, например улучшение

извлечения добавочной нефти. При этом компонент 213 планирования испытаний может увязывать различные уровни извлечения добавочной нефти для различных испытаний, выполняемых с использованием высокопроизводительной установки, с изменяемыми параметрами испытаний, например, химическим составом закачиваемой текучей среды, нефти, пластовых вод или пористой среды, либо физическими параметрами закачиваемой текучей среды, нефти, пластовых вод или пористой среды. Затем компонент 213 планирования испытаний может определить потенциально улучшенные и, желательно, оптимальные составы закачиваемых текучих сред. Соответственно, принимаемые данные вводятся на шаге S502 в компонент 213 планирования испытаний, а на шаге S503 компонент 213 планирования испытаний выполняется в соответствии с заранее установленными правилами, например, в форме различных алгоритмов (предпочтительно, хранящихся в запоминающем компоненте DB2, откуда они могут быть извлечены при необходимости, и автоматически выполнены в соответствии с параметрами полученных данных), для выработки (на шаге S504) данных планирования испытаний.

Компонент 213 планирования испытаний может быть приспособлен для классификации результатов законченных испытаний в отношении добавочного извлечения нефти и для сравнения их с требуемым результатом последующих испытаний, например, требуемым объемом извлеченной нефти. Компонент 213 планирования испытаний также приспособлен для увязывания зависимости (-ей) количества извлекаемой нефти, вырабатываемой аналитическим компонентом 211, с измерением добавочной нефти, извлекаемой из каждой пробы 1.

Компонент 213 планирования испытаний также может определять корреляцию между различными химическими и (или) физическими характеристиками закачиваемых текучих сред, получаемых текучих сред, пластовых вод, нефти или пористой среды из законченных испытаний, и известными результатами извлечения добавочной нефти, позволяя тем самым соответствующим алгоритмам компонента планирования испытаний разработать дальнейшие испытания для оптимизации закачиваемых жидкостей для проб пористой среды. В частности, компонент 213 планирования испытаний может включать статистическое программное обеспечение планирования испытаний,

приспособленное для разработки дополнительных испытаний, основанных на исходных выходных данных первичной проверки.

Предпочтительно, компонент 213 планирования испытаний использует статистический корреляционный подход для идентификации факторов, влияющих на результаты испытаний. Может быть выполнен множественный регрессионный анализ, и относительное взвешивание каждого параметра, который может повлиять на извлечение добавочной нефти. Вклад в рассчитанное значение некоторых параметров из тех, что могут повлиять на добавочное извлечение нефти, больше вклада других параметров, и может быть оценен по шкале от 0 до 1, по которой параметры, имеющие больший вес, важнее параметров с меньшим весом. Множественный регрессионный анализ сводит к минимуму влияние ошибок в данных измерений, возникающих при испытаниях, благодаря чему оптимальные величины параметров или оптимальные интервалы величин могут быть рассчитаны для использования в дальнейших испытаниях. Могут быть использованы пакет специализированных программ или статистические пакеты, например, JMP® (поставляемый компанией SAS Inc) или STATISTICA (поставляемый компанией StatSoft Ltd.).

Например, результаты первичной проверки (т.е., первичная группа испытаний на фильтрацию на кернах) могут быть использованы для определения наличия извлечения добавочной нефти, когда в какую-либо закачиваемую текучую среду вводится определенная добавка, для определения того, происходит ли вообще извлечение какой-либо нефти, или происходит извлечение количества нефти сверх установленной пороговой величины. Желательно, основываясь на технических и экономических факторах, использовать в закачиваемой текучей среде как можно меньше добавок, однако, количество добавки может повлиять на количество извлекаемой добавочной нефти. Первичная проверка может быть выполнена при относительно высокой концентрации добавки, и на основании результатов, вырабатываемых аналитическим компонентом 211, компонент 213 планирования испытаний может спланировать другие испытания для оптимизации концентрации добавки, обычно сокращая эту концентрацию. Начальная концентрация добавки может составлять 25 000 ppm, и на основании объема добавочной нефти, извлеченной при первичной проверке, компонент 213 планирования испытаний решает

провести вторую проверку с закачиванием текучей среды с пониженной концентрацией добавки, равной 10 000 ppm, и соответствующие команды направляются в контроллер 223 установки. Если при второй проверке не происходит снижения количества добавочной извлекаемой нефти ниже
5 допустимого заданного значения, концентрация добавки может быть снова снижена. Сокращение может продолжаться, пока количество добавочной извлекаемой нефти не станет незначительным, после чего может быть проведено дальнейшее исследование оптимальной величины концентрации добавки.

10 Как аналитический компонент 211, так и компонент 213 планирования испытаний, на основании выходных данных могут далее выработать (на шаге S505, который соответствует шагу S405) команды, содержащие рабочий режим. Рабочий режим применяется на шаге S506 (соответствующий шагу S406) путем
15 посылки рабочего режима в контроллер 223 установки, где производится выполнение команд управляющей программой, ассоциированной с контроллером 223. Контроллер 223 установки выполняет рабочий режим для управления физической установкой, в соответствии с вырабатываемыми
20 данными планирования испытаний (т.е., закрыть вентиль 10a, 10b, закачать текучую среду через конкретное впускное отверстие 5, включить насос 10c, и т.д.).

25 Компонент 213 планирования испытаний может получать входные данные от прогнозирующей модели 217 фильтрации на кернах, аналогичной описанной в Международной патентной заявке PCT/GB2010/001038, либо выполняться совместно с ней. Прогнозирующая модель 217 приспособлена для выработки
30 прогнозных данных, например, теоретического прогноза количества добавочной нефти, извлекаемой при использовании конкретного набора данных измерений, представляющих физические и (или) химические характеристики закачиваемой воды, нефти, пористой среды и т.д., перед началом собственно испытаний. В альтернативном варианте, в выполняемую на компьютере прогнозирующую модель 217 вводится (шаг S602) заранее установленная пороговая величина
35 требуемого количества добавочной вытесняемой нефти, сопоставленная с заранее установленным объемом нефти, вместе с данными измерений, полученными (шаг S601) при измерении одной или более характеристик породы, сырой нефти и пластовых вод, и при выполнении прогнозирующей модели 217

(шаг S603) вырабатываются (шаг S604) данные прогноза, показывающие одну или более прогнозируемых характеристик закачиваемой текучей среды.

Например, выработанные прогнозные данные могут относиться к общему содержанию растворимых твердых веществ (TDS) и (или) содержанию

5 поливалентных катионов в вытесняющей текучей среде, необходимой для вытеснения по меньшей мере заранее установленного порогового количества добавочной вытесненной нефти, которое было введено в прогнозирующую модель 217. Таким образом, могут быть предсказаны характеристики

10 закачиваемой текучей среды, требующейся для вытеснения заданного количества добавочной нефти.

Прогнозирующая модель 217 может быть использована на шаге S605 для подтверждения соответствия выполненным установкой испытаний

первоначальным прогнозам и, если так, прогнозирующая модель может быть использована для оптимизации расчетов компонента 213 планирования

15 испытаний. В альтернативном варианте, или дополнительно, взаимосвязи, возникающие при выполнении компонента 213 планирования испытаний, могут быть использованы путем оптимизации компонента 219 на шаге S606 для оптимизации алгоритмов и ограничивающих условий прогнозирующей модели 217. Например, если первоначальные испытания не совпадают с первоначальным

20 прогнозом, могут быть идентифицированы и исследованы любые возможные ошибки перед выполнением дальнейших испытаний, и когда возможные проблемы идентифицированы, испытания могут быть повторены. Однако если при повторении испытаний будет получен тот же набор результатов, необходимо скорректировать прогнозирующую модель 217 для учета дополнительных

25 неожиданных результатов. По мере того, как система 200 управления накапливает все больше и больше данных измерений, оптимизирующий компонент может последовательными приближениями настраивать программу прогнозирующей модели 217 для оптимизации ее точности.

Прогнозирующая модель 217 может содержать пакет статистических программ, например, SAS®JMP®. Соответствующие данные сведены, например, в электронные таблицы Microsoft® Office Excel, которые открываются с помощью пакета программ SAS®JMP®. Группы графиков зависимостей основных данных от величины получаемого выигрыша (например, процентная

добавка нефти) выдаются при использовании функции "Analyze, Fit Y by X", например, графики процентного приращения количества нефти в сравнении с нефтью Американского Нефтяного института, или процентного приращения количества нефти от концентрации кальция в закачиваемой воде. В дальнейшем графики используются для построения картины высокого уровня, характеристики которой в наибольшей мере соответствуют действительности (т.е., обеспечивают наилучшую корреляцию). Программные инструменты, применяющие правила компонентного анализа к данным, могут быть использованы для определения того, какие характеристики ввести в функцию "Fit Model". В альтернативном варианте, выбор характеристик может быть сделан вручную. Данные процентного приращения количества нефти затем добавляются к "Y variables", а другие выбираемые характеристики добавляются к "Construct model effects". Полученная модель затем экспортируется в программу, например, в Microsoft® Office Excel, и для проверки модели может быть выполнена пробная аппроксимация с имеющимися данными.

Предпочтительно, система управления использует графический интерфейс пользователя (ГИП), чтобы дать возможность пользователям добавить входные данные для рассмотрения в компоненте 213 планирования испытаний, либо заменить им автоматизированное планирование. Компонент 213 планирования испытаний в состоянии проанализировать выходные данные аналитического компонента 211 на наличие существенной статистической корреляции в соответствии с набором установленных правил, после чего выходной результат выполнения этого алгоритма отображается визуально, например, графически, предупреждая пользователя о наличии установленной корреляции. ГИП может быть приспособлен для приема данных, вырабатываемых компонентом 213 планирования испытаний, в частности, данных, относящихся к различным испытаниям, вырабатываемых на шаге S503, как это было описано выше; пользователь, однако, может изменить это вручную, используя базу знаний, для определения следующих испытаний, которые необходимо выполнить. Например, пользователю могут быть известны факторы, которые не запрограммированы в алгоритмах, составляющих компонент 213 планирования испытаний.

Данные измерений, получаемые системой 200 управления, основаны на измеренных химических и (или) физических характеристиках пластовых вод,

нефти, испытательной закачиваемой текучей среды, проб пористой среды и текучей среды, получаемой из проб 1 пористой среды в каждом из одновременных испытаний. Эти данные испытаний могут содержать конкретные измеренные химические или физические величины, непосредственно измеренные одним или более соответственно расположенных аналитических приборов 7, 11, либо отношения значений химических или физических характеристик, либо могут содержать величины, выведенные известными способами из ряда отдельных измерений физических или химических характеристик. Данные, полученные в проведенных ранее высокопроизводительных испытаниях, могут храниться в запоминающих компонентах DB1, DB2 так, что для каждого цикла высокопроизводительного испытания (одновременные фильтрации на кернах) результаты испытаний могут быть сопоставлены в компоненте 213 планирования испытаний с результатами, полученными в предыдущих циклах высокопроизводительных испытаний.

Данные, полученные при офлайн анализе химических или физических характеристик текучих сред или пористой среды, также могут быть сохранены в запоминающих компонентах DB1, DB2 системы 200 управления.

Компонент 213 планирования испытаний может быть приспособлен для составления рейтинга или классификации различных закачиваемых текучих сред, например, закачиваемых вод, в порядке приоритета, на основании результатов проведения высокопроизводительных испытаний. Эти результаты могут подготовить пользователя к дальнейшим испытаниям, которые должны быть проведены с использованием высокопроизводительной установки, для оптимизации закачиваемой текучей среды для конкретного нефтеносного пласта (конкретной породы нефтеносного пласта, пластовых вод и нефти). В альтернативном варианте, программа может предложить пользователю подходящую закачиваемую воду для нефтеносного пласта, которая обеспечивает хороший уровень извлекаемой добавочной нефти, учитывая такие факторы, как имеющийся объем базисной закачиваемой воды и стоимость добавок, в сопоставлении с извлечением добавочной нефти.

Также имеется возможность автоматизировать закачивание испытательных текучих сред для каждой пробы 1 пористой среды. При этом закачивание испытательной текучей среды, например, водной текучей среды, может

продолжаться, пока детекторы на выходе контейнеров 2 не начнут сигнализировать о прекращении извлечения нефти. Закачивание водной текучей среды может быть выполнено во вторичном режиме, с другими закачиваемыми водами по рейтингу системы 200 управления, основанному на количестве нефти, 5 получаемой от проб 1 пористой среды. В альтернативном варианте, закачивание может выполняться в третичном режиме, когда каждая проба 1 сначала закачивается искусственной или естественной водой с высокой соленостью и определяется количество получаемой нефти. Затем пробы 1 керн закачиваются 10 закачиваемой водой различного типа для испытания получения добавочной нефти. Если после контейнера 2 обнаруживается получение добавочной нефти, автоматизированная система будет продолжать закачивание закачиваемой воды, пока получение добавочной нефти не прекратится.

Состав закачиваемой текучей среды может поддерживаться по существу постоянным во времени в процессе испытаний. В альтернативном варианте, 15 после того, как проба 1 пористой среды была доведена до состояния остаточной нефтенасыщенности с использованием некоторой закачиваемой воды, состав закачиваемой воды может быть изменен для определения возможности извлечения дополнительной добавочной нефти из пробы 1 пористой среды. Например, концентрация добавки для инъекционной воды может быть 20 увеличена после того, как проба 1 достигла состояния остаточной нефтенасыщенности, для проверки возможности дополнительного извлечения добавочной нефти благодаря увеличению концентрации добавки.

Дополнительные данные

Дополнительные данные, относящиеся к химическим и (или) физическим 25 характеристикам пористой среды, пластовых вод, нефти и закачиваемой текучей среды, могут быть определены офлайн.

Например, в том случае, если пробы 1 пористой среды представляют собой цилиндрические пробы керн, керн может быть подвергнут химическому анализу для определения химических характеристик, например: содержания 30 цельнопородной глины в породе нефтеносного пласта, которое может быть определено рентгено-дифракционным анализом (РДА), сканирующей электронной микроскопией (СЭМ) или ИК сцинтилляционным точечным анализом; минерального состава глинистой фракции породы, в частности, глини

сметитового типа (например, монтмориллонит), пиррофиллитового типа, каолинитового типа, иллитового типа, хлоритового типа и глауконитового типа, который может быть определен рентгено-дифракционным анализом (РДА) или сканирующей электронной микроскопией (СЭМ). Также могут быть определены и физические характеристики, например, пористость и проницаемость. Вводя эти химические и физические характеристики в программные компоненты системы 200 управления, можно установить корреляцию между этими характеристиками и результатами испытаний фильтрации на кернах.

Другие желательные или более специфические химические характеристики, которые могут быть определены для получения аналитических данных, вводимых в программный компонент системы 200 управления, включают: РДА анализ целнопородной фракции породы, включая минералы всех типов в породе нефтеносного пласта (включая глины и соединения переходных металлов, например, оксиды и карбонаты, например, оксид железа, сидерит и плагиоклазовый полевой шпат); и электрохимический потенциал породы.

Также могут быть подвергнуты анализу химические и физические характеристики нефти, испытания которой могут быть проведены с использованием высокопроизводительного способа и установки в соответствии с настоящим изобретением. Химические характеристики нефти включают значение общего кислотного числа (ОКЧ); щелочное число нефти; содержание в нефти компонентов асфальтенов и смол; общее содержание азота в нефти (ppm в единице веса) и содержание основного азота в нефти; общее содержание серы в нефти (ppm по весу); общее содержание кислорода (ppm по весу), результаты общего SARA анализа (SARA означает насыщенные углеводороды, ароматические углеводороды, смолы и асфальтены, а анализ дает полную оценку того, какое количество нефтяного компонента каждого типа имеется в пробе 1); и масс-спектрометрический состав, получаемый, например, ионной циклотронной Фурье-масс-спектрометрией с электрораспылением. Физические характеристики нефти включают плотность нефти в градусах Американского нефтяного института (АНИ) (относительную плотность) и вязкость нефти при температуре и давлении нефтеносного пласта; вязкость нефти при стандартных условиях (например, измерение вязкости может быть выполнено при 20°C, 25°C и 30°C). При необходимости могут быть учтены дополнительные параметры

нефти, чтобы сформировать компонент 213 планирования испытаний, который связывает результаты исследований в установке фильтрации на кернях с различными изменяемыми переменными, с использованием протокола плана испытаний. Эти параметры включают: температуру потери текучести нефти (°C);
5 температуру помутнения нефти (°C); плотность нефти при 15°C (г/мл) или какой-либо иной стандартной температуре; распределение точек кипения нефти (масс.%); распределение точек кипения нефти (°C); поверхностное натяжение нефти (мН/м); межфазное поверхностное натяжение на границе нефть/соленая вода (мН/м); и межфазное поверхностное натяжение на границе нефть/пресная
10 вода (мН/м).

Аналогично, химические характеристики пластовых вод и любой закачиваемой воды могут быть испытаны с использованием высокопроизводительного способа и установки, предложенных в настоящем изобретении, и данных, введенных в компонент 213 планирования испытаний.
15 Эти химические характеристики включают общее содержание растворенных твердых веществ (TDS), общую концентрацию поливалентных катионов, концентрацию отдельных катионов, которые естественным путем образуются в пластовых и закачиваемых водах (например, натрий, калий, магний, кальций, барий и железо), концентрацию отдельных анионов, которые естественным
20 путем образуются в пластовых и закачиваемых водах (например, сульфат, фосфат, нитрат, нитрит), и pH воды. Химические характеристики закачиваемой воды могут также включать концентрацию добавок, например, анионов (например, анионов, используемых в микробиологическом методе повышения нефтеотдачи – MEOR – от англ. microbial enhanced oil recovery), катионов
25 (например, катионов, используемых для сшивания полимеров), поверхностно-активных веществ и полимеров.

Процедура очистки и выдерживания для проб пористой среды

Пробы 1 пористой среды, например цилиндрические образцы керна, предпочтительно, подвергаются очистке перед одновременным испытанием
30 фильтрации на кернях с использованием высокопроизводительной установки в соответствии с настоящим изобретением. Например, если пробы 1 представляют собой цилиндрические образцы керна или песчаные пробки, сформированные из попутно вынесенного песка, они могут изначально содержать в своих порах

многие вещества, например, пластовую воду, буровой раствор, сырую нефть. Если необходимо, несколько проб 1 пористой среды (каждая из которых размещена внутри одного из контейнеров 2) очищаются промывкой проб 1 растворителями (обычно, толуолом, а затем метанолом), пока из проб 1 не вымывается вся нефть. Если керны содержат реактивные глины, например, смектитовые глины, керны обычно промываются керосином и изопропанолом, вместо более распространенных растворителей, толуола и метанола, с тем, чтобы не допустить искусственного изменения абсолютной проницаемости кернов посредством разжижения глин. Эффективность процесса очистки повышается при многократном чередовании растворителей.

При очистке проб 1 растворителями перед проведением высокопроизводительных испытаний, может быть выполнен онлайн анализ растворителя для обнаружения различий между растворителем непосредственно на входе и на выходе контейнеров 2 (например, для обнаружения сигналов в фильтрате, обусловленных химическими загрязнениями (например, компонентами нефти), которые были извлечены из проб 1 пористой среды). Если между химическими характеристиками закачиваемого растворителя и растворителя на выходе различия отсутствуют, проба 1 пористой среды считается чистой. Как было показано выше, для эффективной очистки проб 1 может быть необходимо делать замену чистящих растворителей. Очистка проб 1 может быть автоматизирована путем использования программы, ассоциированной с контроллером 223 установки, которая меняет растворители, например, программы, которая открывает и закрывает вентили, ведущие к сосудам для хранения различных растворителей (например, баков 14), управляя, тем самым, потоком растворителей через пробы 1 пористой среды. Желательно, чтобы эта программа завершала очистку отдельной пробы 1 пористой среды, когда рабочий режим, полученный от аналитического компонента 211, показывает, что в растворителе, извлеченном из пробы 1, отсутствуют химические примеси.

После очистки проб 1 (при необходимости), они насыщаются минерализованной водой известного состава, которая может быть предназначена для имитации реликтовой воды или пластовой воды (например, смесь реликтовой воды и ранее закачанной воды, например, морской воды или

попутной воды), которая находится в исследуемом нефтеносном пласте. Под реликтовой водой подразумевается вода, исходно находящаяся в нефтеносном пласте до миграции нефти из материнской породы в породу нефтеносного пласта.

5 При этом состав искусственной минерализованной пластовой воды может изменяться в зависимости от исследуемого нефтеносного пласта. Когда пробы 1 полностью насыщены минерализованной водой, они считаются 100% водонасыщенными ($S_w=1$). Обычно пробы 1 пористой среды могут быть приведены в состояние 100% водонасыщения путем продавливания
10 минерализованной воды сквозь пробы 1 под воздействием вакуума (например, сборку всасывающего фильтра). Этот всасывающий фильтр может представлять собой отдельный узел, не входящий в высокопроизводительную установку, и в этом случае контейнеры 2 извлекаются из установки с тем, чтобы пробы пористой среды могли быть помещены в сборку всасывающего фильтра. В
15 альтернативном варианте, контейнеры 2 могут быть оставлены в высокопроизводительной установке, при этом вентиль, расположенный на каждой отводящей линии 8, может быть открыт для соединения контейнеров 2 и ассоциированными с ними пробами 1 с вакуумной линией, а во впускные отверстия 5 контейнеров 2 может быть подана искусственная пластовая
20 минерализованная вода. Также представляется, что минерализованная вода может просто закачиваться сквозь пробы 1 (при этом контейнеры 2 находятся в высокопроизводительной установке) в течение интервала времени, достаточного для обеспечения 100% водонасыщения.

25 Следующий шаг включает первичное осушение кернов до состояния неснижаемого насыщения минерализованной водой, S_{wi} , (также называется начальным водонасыщением). Это осушение может быть выполнено путем закачивания и прокачки несмачивающей фазы или нефти сквозь пробы 1 пористой среды, которые были первоначально 100% насыщены минерализованной водой.

30 Шаг восстановления проб 1 до начального, или неснижаемого, водонасыщения (S_{wi}) может быть выполнен методом изолированной пористой пластины. Обычно, каждая проба 1 пористой среды размещается на пористой пластине, проницаемость которой по меньшей мере на один - два порядка ниже

проницаемости проб 1. Важно, чтобы был хороший контакт между пористой пластиной и пробой 1, что обычно достигается помещением фильтровальной бумаги (которая может содержать капиллярную среду, например, стекловолокно) между пористой пластиной и пробой 1. Это также помогает

5 обеспечить контакт пористой среды со смоченной водой поверхностью. Каждая проба 1 обычно размещается на пористой пластине по существу вертикально, когда продольная ось цилиндрической пробы совмещается с вертикальной осью. Когда проба 1 установлена на пористую пластину, в пробу 1 закачивается при

10 постоянном давлении несмачивающая фаза, например, воздух, азот или минеральное масло, либо нефть, например, органическая нефть, сырая нефть или фракция перегонки нефти, например, керосин (далее "нефтяная фаза"), для вытеснения из пробы части реликтовой минерализованной воды (или пластовой воды) и далее сквозь пористую пластину, с обеспечением требуемого соотношения водной фазы и несмачивающей фазы или нефтяной фазы.

15 Благодаря несмачивающей фазе, или нефтяной фазе, закачиваемой при постоянном давлении, и большой разнице в проницаемости между пробами 1 и пористыми пластинами, и тому, что пластина полностью смочена водой, закачиваемая несмачивающая фаза или нефтяная фаза неспособна вытечь из проб 1 пористой среды. Когда пробы 1 насыщаются несмачивающей фазой, или

20 нефтяной фазой, при неснижаемом уровне водонасыщения, вода перестает выделяться из проб 1, и керны считаются достигшими состояния S_{wi} . Если нефтяной фазой является сырая нефть, пробы 1 насыщаются сырой нефтью при S_{wi} . Если используется несмачивающая фаза, либо нефтяной фазой является иная нефть, нежели сырая нефть, несмачивающая фаза или нефтяная фаза

25 вытесняется из проб 1 путем закачивания сырой нефти в пробы 1 при постоянном давлении, оставляя в поровом пространстве проб 1 только воду и сырую нефть. Теперь пробы 1 насыщены сырой нефтью при S_{wi} и начальной нефтенасыщенности (S_{oi}).

Если S_{wi} достигается путем закачивания и продавливания керосина сквозь

30 пробы пористой среды (которая исходно 100% насыщена минерализованной водой), керосин обычно вытесняется промежуточным заполнением толуолом, перед замещением толуола нефтью. Промежуточное заполнение толуолом

используется для предотвращения отложений асфальтенов из сырой нефти, которое может возникнуть в противном случае, при контакте нефти с керосином.

5 Если S_{wi} достигается закачиванием газа (например, инертного газа вроде азота) сквозь пробы пористой среды (которые исходно насыщены реликтовой минерализованной водой или пластовой водой), газ после этого обычно замещается сырой нефтью (при встречном давлении) для достижения начальной нефтенасыщенности (S_{oi}). Однако для вытеснения газа может быть использована нефть (за исключением сырой нефти), например, керосин, а эта нефть затем вытесняется сырой нефтью.

10 Начальное водонасыщение S_{wi} обычно достигается использованием несмачивающей фазы, или нефтяной фазы (за исключением сырой нефти), поскольку сырая нефть обладает вязкостью и поэтому с трудом вытесняет пластовую воду из порового пространства проб пористой среды.

15 При использовании цилиндрических образцов керна, сырая нефть обычно отбирается из нефтеносного пласта, из которого были получены пробы 1 керна.

20 Сырая нефть может представлять собой дегазированную нефть ("мертвую" нефть), либо нефть с растворенным газом ("живую" нефть), которая была рекомбинирована с газом. Если сырая нефть представляет собой "живую" нефть, газ остается в растворе из-за повышенного давления, поддерживаемого в установке и кернах.

25 При необходимости, доведение проб 1 до начального или неснижаемого водонасыщения, может быть выполнено с использованием отдельной установки с пористой пластиной. Затем пробы 1 при начальном водонасыщении S_{wi} загружаются в контейнеры 2. Представляется, однако, что конструкция высокопроизводительной установки может исходно предусматривать размещение проб 1 пористой среды в контейнерах 2, имеющих концевые пористые пластины вместо концевых плит 3, 4. После очистки проб 1 и доведения проб до водонасыщения S_{wi} , пористые пластины заменяют на плиты 3, 4 для проведения высокопроизводительных испытаний фильтрации на кернах.

30 Также возможно довести пробы 1 пористой среды до водонасыщения S_{wi} , используя центрифугу. При этом несколько проб 1 пористой среды со 100% насыщением водой ($S_w=1$) помещаются в несколько трубок центрифуги. Перед установкой трубок в центрифугу, в трубки помещается нефть. После вращения в

центрифуге, пробы 1 пористой среды будут находиться в состоянии S_{wi} , а трубки будут содержать нефть с водой. В альтернативном варианте, состояние S_{wi} может быть достигнуто вращением в центрифуге, в атмосфере несмачивающего газа, при этом в дальнейшем необходимо вытеснить несмачивающую фазу сырой нефтью (возможно, с использованием промежуточной нефти). Этот способ подходит для проб 1 керна и для небольших песчаных пробки (когда песчаные пробки содержатся внутри гильзы с порошковой керамикой с каждого конца, что позволяет вытеснить нефтью часть воды из пористого пространства песчаной пробки). Затем пробы 1 пористой среды, находящиеся в состоянии начального нефтенасыщения (S_{oi}), загружаются в контейнеры 2 высокопроизводительной установки.

Начальный уровень (S_{oi}) нефтенасыщенности может быть выбран так, чтобы воспроизвести условия, которые могут быть в нефтеносном пласте, например, путем изменения давления нефти, закачиваемой в пробы 1, при использовании метода пористой пластины, либо путем изменения скорости вращения центрифуги. Например, нефть может быть добавлена в требуемом количестве в пробы 1, для получения начальной нефтенасыщенности от 0,4 до 0,9, например, от 0,5 до 0,7.

При работах в лаборатории, можно управлять условиями испытаний, используя описанные выше программные компоненты системы 200 управления так, чтобы сумма начального уровня (S_{oi}) нефтенасыщенности и начального уровня (S_{wi}) водонасыщения равнялась единице, т.е., $S_{oi} + S_{wi} = 1$.

Это означает, что поры пористой среды полностью заполнены и содержат только нефть и воду. Вообще, однако, скорее всего $S_{oi} + S_{wi}$ будет несколько меньше единицы, поскольку другие фазы, например, воздух, могут в небольших количествах находиться в порах. Однако, для целей высокопроизводительных испытаний, сумма S_{oi} и S_{wi} предполагается равной единице.

Затем к пробам 1 пористой среды, находящимся в состоянии S_{wi} , прикладывается номинальное пластовое давление, составляющее от 350 до 5 000 фунтов/кв. дюйм, например, 400 фунтов/кв. дюйм. При этом каждая проба 1 пористой среды, установленная в каждый контейнер 2, имеет резиновую гильзу, открытую с обоих концов. Кольцевые уплотнители на первом и втором концах пробы формируют уплотнение для текучей среды со стенками контейнера 2.

Текучая среда закачивается под давлением в кольцевое пространство, формируемое между резиновой гильзой и внутренней стенкой контейнера 2 так, что пластовое давление, составляющее примерно 400 фунтов/кв. дюйм, прикладывается к резиновой гильзе, а значит, и к боковой стенке пробы пористой среды. Это давление, под которым удерживаются пробы 1 пористой среды. Закачиваемая в кольцевое пространство текучая среда может быть водой, гидравлической нефтью или газом, как правило, инертным газом, например, азотом.

Выдерживание проб пористой среды

Несколько проб 1 пористой среды (например, цилиндрические пробы керна) в состоянии начального водонасыщения (S_{wi}) и начальной нефтенасыщенности (S_{oi}) далее подвергаются выдерживанию (приходят в состояние равновесия) при заданной температуре испытаний, например, температуре нефтеносного пласта и заданном давлении испытаний.

Длительность процесса выдерживания достаточна, чтобы довести пробы 1 до условий смачиваемости, обычно встречающихся в нефтеносном пласте. Во время проведения процесса выдерживания, нефть при желании периодически замещается "свежей" нефтью, например, от одного до двух поровых объемов нефти могут еженедельно обновляться во время процесса выдерживания.

Во время этого процесса выдерживания, часть воды, которая исходно соприкасалась с поверхностью пористой среды (например, поверхностью породы), со временем заменяется нефтью, что дает более близкое к реальности представление о смачиваемости пористой среды (например, породы) для последующих шагов испытаний.

Например, следует принимать во внимание, что когда пробы 1 на 100% насыщены водной фазой (т.е., до добавления нефти), водная фаза занимает весь объем пор проб. Если рассматривать отдельную пору, то в случае, когда нефть исходно присутствует в пробе 1 в состоянии начального водонасыщения S_{wi} , нефть в основном вытесняет водную фазу из объема поры так, что вода остается в контакте с поверхностями поры. Во время выдерживания, нефть и вода будут перераспределяться внутри поры, например, так, что часть поверхности поры будет соприкасаться с нефтью. Соответственно, после выдерживания, пора будет в состоянии смешанной смачиваемости.

Смачиваемость управляет распределением текучей среды в нефтеносном пласте, и поэтому решающим образом влияет на текучесть, остаточную нефтенасыщенность и относительную проницаемость. Соответственно, смачиваемость также решающим образом влияет и на работу нефтеносного пласта. Авторы изобретения установили, что крайне желательно, чтобы распределение смачиваемости внутри каждой пробы 1 пористой среды было характерно для нефтеносного пласта. Они также установили, что процесс выдерживания должен быть проведен прежде, чем пробы 1 будут использованы в каких-либо дальнейших испытаниях фильтрации на кернах. Если выдерживание не завершено, или в основном не завершено, тогда любые прогнозы, основанные на результатах таких испытаний, могут быть в большой степени подвержены ошибке, поскольку пробы не будут точно соответствовать условиям нефтеносного пласта.

Полное или достаточное выдерживание проб 1 может занимать продолжительное время, например, иногда порядка нескольких недель или даже месяцев, в частности, от трех до шести недель.

Выдерживание проб 1 пористой среды можно контролировать, используя ЯМР спектроскопию, как это описано в находящейся в совместном рассмотрении патентной заявке GB 1007694.1, где контейнеры 2 для проб должны выполняться из пластического материала. При этом контейнеры 2, содержащие пробы пористой среды, периодически закрываются и извлекаются из высокопроизводительной установки, для проведения офлайн ЯМР анализа. Таким образом, в случае испытаний фильтрации на кернах, текучими средами, которые содержатся в поровом пространстве проб пористой среды перед закачиванием текучей среды, являются нефть и пластовая вода.

Определение порового объема для нефти и воды

Предпочтительно, как часть протокола подготовки, на каждой из проб 1 пористой среды могут быть проведены дополнительные испытания, для определения доступного для воды порового объема каждой пробы 1 при $S_w=1$ и доступного порового объема для нефти при S_{wi} . Это позволяет определить объем извлекаемой добавочной нефти (в поровых объемах) относительно закачиваемого объема воды (преобразованного в поровые объемы нефти). Таким образом, объем получаемой нефти (мл) может быть разделен на поровый объем

нефти, а объем закачиваемой воды (мл) также разделяется на поровый объем нефти. Этим обеспечивается непосредственное сравнение количества получаемой добавочной нефти при одновременных испытаниях фильтрации на кернах.

5 Доступный для воды поровый объем при $S_w=1$ может быть получен путем закачивания минерализованной воды, содержащей индикатор, обычно, иодид или литий. Затем фильтрат, извлекаемый из каждой пробы 1, анализируется на
10 концентрацию иодида или лития, например, с использованием детектора с индуктивно связанной плазмой (ИСП) или измерителем плотности, зависимость концентрации (C/C_0) для закачанного объема минерализованной воды
используется для получения оценки доступного для воды порового объема пробы 1 (здесь C представляет концентрацию индикатора в фильтрате, а C_0 является концентрацией индикатора в закачиваемой минерализованной воде). Второе измерение может быть получено определением снижения концентрации
15 индикатора в фильтрате, когда закачиваемая текучая среда переключается на минерализованную воду, не содержащую индикатора. При этом поровый объем представляет собой объем закачиваемой минерализованной воды, когда C/C_0 равно 0,5. Общий поровый объем может быть аппроксимирован суммой водного порового объема и нефтяного порового объема. Соответственно, нефтяной
20 поровый объем = 1- водный поровый объем.

В альтернативном варианте, доступный для нефти поровый объем при S_{wi} может быть непосредственно определен для каждой из проб 1 пористой среды
25 закачиванием в керны нефти, содержащей индикатор (обычно, иодододекан или иододекан). Фильтрат анализируется на концентрацию индикатора (C), и зависимость концентрации (C/C_0) для объема закачанной нефти используется
для получения оценки доступного порового объема при S_{wi} по аналогии с определением доступного порового объема для воды (где C_0 представляет
30 концентрацию индикатора в закачанной нефти). Второе измерение может быть получено измерением снижения концентрации индикатора в фильтрате, когда закачиваемая текучая среда переключается на нефть, не содержащую индикатора.

Одновременные испытания фильтрации на кернах

Одновременные испытания фильтрации на кернах могут быть выполнены в третичном режиме для каждой из проб 1 путем закачивания в каждую пробу 1 закачиваемой текучей среды, например, минерализованной воды известного
5 состава (например, искусственной морской воды или искусственной воды с пониженной соленостью) при постоянном расходе, пока из керна не прекратит выделяться нефть. При этом керн находится в состоянии первой остаточной нефтенасыщенности, S_{or1} . Из фильтрата, получаемого из каждого керна, может
10 быть взята проба для офлайн анализа, либо анализ может быть выполнен одним или более онлайн аналитическим прибором 7, 11. Также определяется объем получаемой нефти. Эти закачивания являются контрольными закачиваниями для сравнения с последующими фильтрациями на кернах с использованием
различных испытательных закачиваемых текучих сред, например, различных закачиваемых вод (третичные испытания на заводнение).

15 На этом этапе, минерализованная вода может быть заменена на минерализованную воду аналогичного состава, в которую вводится добавка, например, иодид или литий. Например, часть ионов хлорида в исходной минерализованной воде может быть замещена ионами лития. Затем определяется доступный поровый объем для воды в пробе 1 пористой среды после этого
20 первоначального закачивания водой (вторичное извлечение), как это было описано выше. Благодаря тому, что состав минерализованной воды аналогичен составу минерализованной воды, используемой во время вторичного извлечения, в процессе этого испытания не будет наблюдаться извлечение добавочной нефти. Остаточная нефтенасыщенность после этого контрольного закачивания,
25 S_{or1} , может быть определена из водного порового объема после этого начального водного закачивания (т.е., $S_{or1} = (1 - \text{водный поровый объем после вторичного извлечения})$). Количество нефти, полученной в этом начальном закачивании водой, вместе с величиной начальной нефтенасыщенности (S_{oi}), также может быть использовано для определения величины S_{or1} . Таким образом, $S_{or1} = (S_{oi} -$
30 поровый объем нефти, полученный во время вторичного извлечения).

Далее в пробы 1 в течение достаточно продолжительного времени закачиваются испытательные закачиваемые текучие среды, состав которых отличается от начальной минерализованной воды, в ожидании возможного

извлечения добавочной нефти. Если из одной или более проб 1 извлекается нефть, закачивание испытательной закачиваемой текучей среды будет продолжено, пока не прекратится получение нефти. Затем определяется количество полученной добавочной нефти. На этом этапе также может быть
5 определен доступный водный поровый объем керна, как это было описано выше, с использованием минерализованной воды, состав которой аналогичен составу испытательной водной закачиваемой текучей среды.

Если извлечения добавочной нефти с данной испытательной закачиваемой текучей средой не происходит, величина S_{or2} равна S_{or1} .

10 При извлечении добавочной нефти, величина S_{or2} определяется либо из водного порового объема после третичного извлечения посредством испытательной закачиваемой текучей среды, либо по количеству добавочной нефти, получаемой во время третичного извлечения. При этом $S_{or2}=(S_{or1}$ - водный поровый объем после третичного извлечения) или $S_{or2}=(S_{or1}$ - полный поровый
15 объем нефти, полученной во время вторичного и третичного извлечений), или $S_{or2}=(S_{or1}$ - поровый объем нефти, полученной во время третичного извлечения).

Дополнительное, или добавочное, количество нефти, полученное при закачивании различных закачиваемых вод в различные пробы 1 пористой среды в третичном режиме извлечения, представляет собой величину, выраженную,
20 например, в процентах, части или объеме нефти, которая вытесняется или извлекается, в сравнении с заранее установленным объемом нефти для "базового" вытесняемого (или извлекаемого) объема, для базового закачивания при использовании базовой закачиваемой текучей среды, например,
искусственной текучей среды с высокой соленостью. Эта базовая величина
25 представляет собой количество нефти, извлеченной из фильтра керна при стандартных физических условиях, например, давлении закачивания, объеме используемой базовой закачиваемой текучей среды и скорости закачивания. Обычно, дополнительное, или добавочное, количество нефти выражается в процентах или части предварительно определенной базовой величины.

30 В альтернативном варианте, пробы 1 могут быть испытаны во вторичном режиме, без использования шага закачивания проб искусственной минерализованной водой до состояния S_{or1} . Вместо этого, пробы непосредственно закачиваются испытательной закачиваемой текучей средой,

например, испытательной закачиваемой водой. Это позволит выполнить грубую проверку испытательных закачиваемых текучих сред в зависимости от того, извлекается или нет, нефть из кернов.

5 Обычно, закачиваемая текучая среда, используемая для каждого из
одновременных испытаний фильтрации на кернах (например, закачиваемая
вода), закачивается в каждый керн с расходом в интервале от 1 до 40 мл/ч,
желательно, от 4 до 10 мл/ч, например, от 3 до 5 мл/ч, желательно, примерно 4
мл/ч с тем, чтобы соответствовать типичным расходам продвижения фронта
10 закачиваемой среды в нефтеносном пласте. Расходы продвижения фронта в
нефтеносном пласте зависят от расхода, с которым закачиваемая текучая среда
закачивается в нагнетательную скважину, и площади, в которую закачивается
текучая среда (радиус от нагнетательной скважины и сечение нефтеносного
пласта, по которому закачивается текучая среда). Типичным расходом
продвижения фронта закачиваемой среды является примерно 1 фут в день.
15 Извлечение зависит от расхода закачивания. Соответственно, для целей
сравнения, расходы закачивания для нескольких испытаний должны быть
одинаковыми.

Как правило, после завершения одновременных испытаний фильтрации на
кернах, проба 1 пористой среды, например, пробы 1 керна либо выбрасываются,
20 либо используются повторно, проходя протокол очистки. Как должно быть
понятно специалисту в контексте настоящего изобретения, продолжительность
описанных испытаний фильтрации на кернах составляет обычно порядка дней
или десятков дней, поэтому точной одновременности не требуется. В связи с
этим, используемое здесь требование одновременности обычно означает, что
25 испытания выполняются в одно время или параллельно, например,
"одновременные" испытания проводятся в одно и то же время, даже если они
могут начинаться и заканчиваться в разное время.

Определение относительных проницаемостей проб пористой среды для нефти и воды

30 Помимо определения добавочной извлекаемой нефти для различных
методов повышения нефтеотдачи, предложенная в настоящем изобретении
установка обеспечивает одновременное получение данных измерений,
необходимых для определения относительной проницаемости нескольких проб 1

пористой среды для нефти и воды. Эти измерения могут выполняться как часть одновременных испытаний фильтрации на кернах.

При этом высокопроизводительная установка также может быть использована для получения данных относительной проницаемости для проб 1 пористой среды, в частности, для цилиндрических образцов керна, причем эти данные характеризуют относительную способность нефти и воды проходить сквозь породу нефтеносного пласта, с учетом вязкости, абсолютной проницаемости и градиента давления внутри нефтеносного пласта.

В начале каждого испытания фильтрации на кернах, в состоянии S_{wi} , относительная проницаемость для воды равна нулю (вода неподвижна), в то время как относительная проницаемость нефти имеет максимальное значение. В конце каждого испытания фильтрации на кернах, в состоянии S_{or} , равна нулю относительная проницаемость для нефти (нефть больше не может быть сделана подвижной), а относительная проницаемость для воды максимальна.

Методы определения относительных проницаемостей керна для нефти и воды известны специалистам. Эти методы включают испытания как в установившемся режиме, так и в неустойчивом режиме. Необходимо выполнить измерение зависимости нефтенасыщенности от времени (также называется временным профилем извлечения нефти) для керна и следующих "статических" параметров: вязкости текучей среды для нефти и пластовой воды, пористости породы керна и ее полного (абсолютного) порового объема, абсолютной проницаемости породы керна для протекающего сквозь него потока со 100% содержанием нефти или 100% содержанием воды, давления закачивания, перепада давления на керне, температуры керна, и расхода потока через керн. Поэтому выполняются измерения этих "статических" параметров.

Обычное оборудование для онлайн измерений, например, оборудование измерения поглощения гамма-излучения для определения нефтенасыщенности кернов практически не подходит для высокопроизводительной установки из-за необходимости иметь несколько источников гамма-излучения, и размеров оборудования для поглощения гамма-излучения.

Вместо этого, зависимость нефтенасыщенности от времени может быть определена путем измерения временной зависимости количества нефти, выходящей из керна. При преобразовании этого количества нефти в нефтяные

поровые объемы получают нефтенасыщенность керна (S_{oi} – выход нефти в поровых объемах) в зависимости от времени.

5 Кроме того, в ходе параллельных испытаний фильтрации на кернах, может измеряться зависимость от времени перепада давления. Результаты этих измерений могут вводиться в аналитический компонент 211 для определения зависимостей относительной проницаемости (при этом аналитический компонент 211 включает описанные ранее дополнительные "статические" свойства, необходимые для определения зависимостей относительной проницаемости).

10 Соответственно, один или более датчиков давления могут быть установлены у каждой пробы 1 керна для измерения абсолютного давления текучей среды, входящей в каждый керн и выходящей из него, причем эти или дополнительные датчики также устанавливаются для измерения перепада давления по длине каждого керна. Также могут быть использованы датчики температуры для измерения и контроля температуры керна и гидравлических линий. Управление насосами, используемыми для закачивания текучих сред в нагнетательные гидравлические линии 12, может выполняться так, чтобы были известны расход и давление закачиваемой текучей среды.

15
20 Как правило, определение абсолютных проницаемостей проб 1 керна (K_w $_{abs}$) и абсолютного порового объема проб 1 производится после промывки проб 1 керна.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ испытаний фильтрации на кернах с одновременным
закачиванием текучей среды в несколько проб пористой среды, при выполнении
5 которого:

помещают несколько проб пористой среды в соответствующие одни из
нескольких работающих под давлением емкостей, при этом пробы пористой
среды насыщены нефтью при начальном водонасыщении S_{wi} ;

10 выдерживают пробы пористой среды так, что они приобретают состояние
смешанного смачивания;

одновременно закачивают текучую среду в каждую из проб пористой
среды;

извлекают текучую среду, вытесненную из проб пористой среды;

анализируют текучие среды, вытесненные из проб пористой среды,

15 при этом при анализе текучих сред определяют количество нефти в текучей
среде, вытесненной из каждой пробы пористой среды.

2. Способ по п. 1, в котором управляют закачиванием текучей среды по
результатам упомянутого определения.

20

3. Способ по п. 2, в котором при управлении закачиванием текучей среды,
прекращают закачивание текучей среды в случае, когда количество нефти в
текучей среде, вытесненной из одной из нескольких проб, меньше заданного
порогового уровня.

25

4. Способ по п. 2 или 3, в котором по результатам упомянутого
определения, извлекают одну из нескольких проб пористой среды из
работающей под давлением емкости и заменяют эту одну из нескольких проб
другой пробой, насыщенной нефтью при начальном водонасыщении S_{wi} .

30

5. Способ по любому из п.п. 1-4, в котором:

закачивают текучую среду в несколько проб на заданный промежуток времени, при этом по меньшей мере в две из проб закачивают текучие среды, имеющие различные свойства;

5 останавливают закачивание после истечения заданного промежутка времени;

на основании упомянутого анализа выбирают свойства нескольких закачиваемых текучих сред; и

10 закачивают эти несколько закачиваемых текучих сред во вторые несколько проб.

6. Способ по любому из п.п. 1-5, в котором сначала помещают несколько проб пористой среды в соответствующие несколько работающих под давлением емкостей; насыщают водой несколько проб пористой среды; и (i) вытесняют воду из проб нефтяной фазой или (ii) вытесняют воду из проб несмачивающей фазой и вытесняют несмачивающую фазу нефтяной фазой так, что пробы насыщаются нефтью при заданном уровне S_{wi} водонасыщения;

15 при этом при упомянутом размещении нескольких проб пористой среды в соответствующих из нескольких работающих под давлением емкостей,
20 перемещают несколько проб, насыщенных нефтью при заданном уровне S_{wi} водонасыщения, в соответствующие несколько работающих под давлением емкостей.

7. Способ по п. 6, в котором (i) при вытеснении воды для достижения заданного уровня водонасыщения S_{wi} , закачивают в пробы несмачивающую фазу или подвергают пробы центробежной обработке с несмачивающей текучей средой; и (ii) при вытеснении несмачивающей фазы из проб для насыщения проб нефтью закачивают сырую нефть в пробы при постоянном давлении.

30 8. Способ по любому из п.п. 1-7, в котором при одновременном закачивании обеспечивают задержку между началом по меньшей мере некоторых из закачиваний.

9. Способ по любому из п.п. 1-8, в котором одновременное закачивание текучей среды в каждую из проб пористой среды выполняется в третичном цикле путем закачивания в каждую пробу начальной (базисной) текучей среды, содержащий минерализованную воду, пока пробы не достигнут первой остаточной нефтенасыщенности S_{or1} , с последующим закачиванием в пробы пористой среды испытательной текучей среды, состав которой отличается от состава начальной закачиваемой текучей среды, пока пробы не достигнут второй остаточной нефтенасыщенности S_{or2} .
10. Способ по любому из п.п. 1-9, в котором одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждую из проб пористой среды выполняют во вторичном цикле путем непосредственного закачивания испытательной текучей среды в пробы.
11. Способ по п. 9 или 10, в котором испытательную закачиваемую текучую среду выбирают из основных насыщенных минеральных растворов, имеющих концентрацию растворенного твердого вещества (TDS) в интервале от 100 до 200000 ppm, и основных насыщенных минеральных растворов, содержащих добавки, выбираемые из катионов, анионов, полимеров, поверхностно-активных веществ, щелочных металлов, кислот, микробов, коллоидов, частиц глины, наночастиц, частиц микрогеля, частиц полимера и их смесей в концентрации в интервале от 5 до 20000 ppm.
12. Способ по п. 9 или 10, в котором испытательной закачиваемой текучей средой является пар или газ, выбираемый из сверхкритического CO_2 , метана, этана, пропанов и их смесей.
13. Способ по любому из п.п. 1-12, в котором пробами пористой среды являются цилиндрические образцы, взятые от одной или более проб керна, извлеченных из нефтеносного пласта исследуемого месторождения, или из обнаженных пород, имеющих физические и химические характеристики, сходные с характеристиками породы исследуемого нефтеносного пласта.

14. Способ по п. 13, в котором пробы керна отбирают из пласта песчаника или из карбонатного пласта, или из обнаженных песчаника или карбонатной породы.

5 15. Способ по п. 13 или 14, в котором одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждый из цилиндрических образцов керна выполняют при давлении и температуре в цилиндрических образцах керна, соответствующих давлению и температуре в исследуемом нефтеносном пласте.

10 16. Способ по любому из п.п. 13-15, в котором одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждый из цилиндрических образцов керна выполняют при температуре в интервале от 20 до 150°C и давлении в интервале от 4 до 50 бар абс.

15 17. Способ по любому из п.п. 13-16, в котором испытательную текучую среду закачивают в каждый из цилиндрических образцов керна с расходом в интервале от 1 до 40 мл/ч, предпочтительно, от 4 до 10 мл/ч.

20 18. Способ по п. 6, в котором при вытеснении воды для насыщения проб нефтью при заданном уровне водонасыщения S_{wi} размещают пробы пористой среды на пористых пластинах и закачивают в эти пробы при постоянном давлении нефтяную фазу, выбранную из минерального масла, органического масла, сырой нефти или фракции перегонки сырой нефти.

25 19. Способ по п. 18, в котором, в случае, если нефтяной фазой не является сырая нефть, нефтяную фазу вытесняют из проб пористой среды закачиванием сырой нефти в пробы при постоянном давлении.

30 20. Способ по п. 19, в котором нефтяной фазой является керосин, который вытесняют промежуточным заполнением толуолом перед вытеснением толуола сырой нефтью.

21. Способ по п. 6, в котором при вытеснении воды для насыщения проб нефтью при заданном уровне водонасыщения S_{wi} , пробы пористой среды подвергают центробежной обработке в пробирках центрифуги, содержащих нефть.

5

22. Способ по любому из п.п. 7, 18, 19 или 20, в котором сырой нефтью, закачиваемой в пробы пористой среды, является сырая нефть с растворенными газообразными пластовыми флюидами, содержащая сырую нефть, рекомбинированную с газом, и в котором одновременное закачивание испытательной текучей среды в каждую из проб выполняют при давлении, превышающем давление выделения растворенного газа, при котором растворенные газы отделяются от сырой нефти с растворенными газообразными пластовыми флюидами.

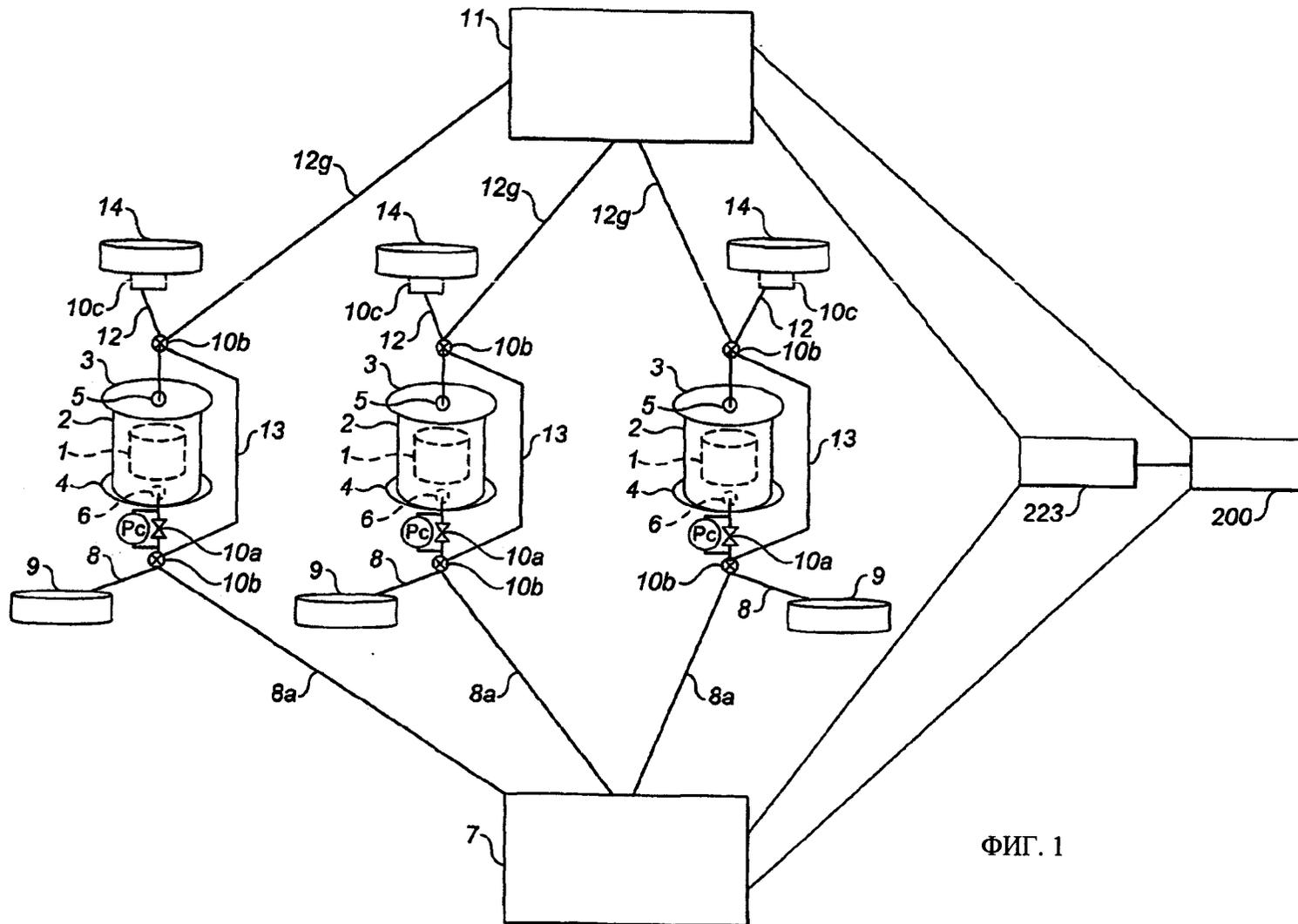
10

15

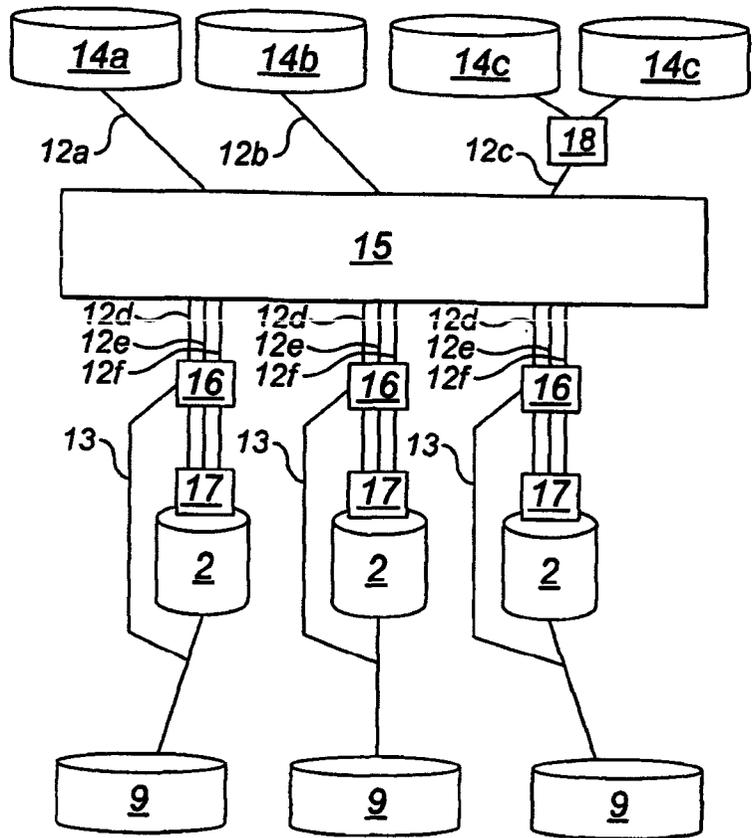
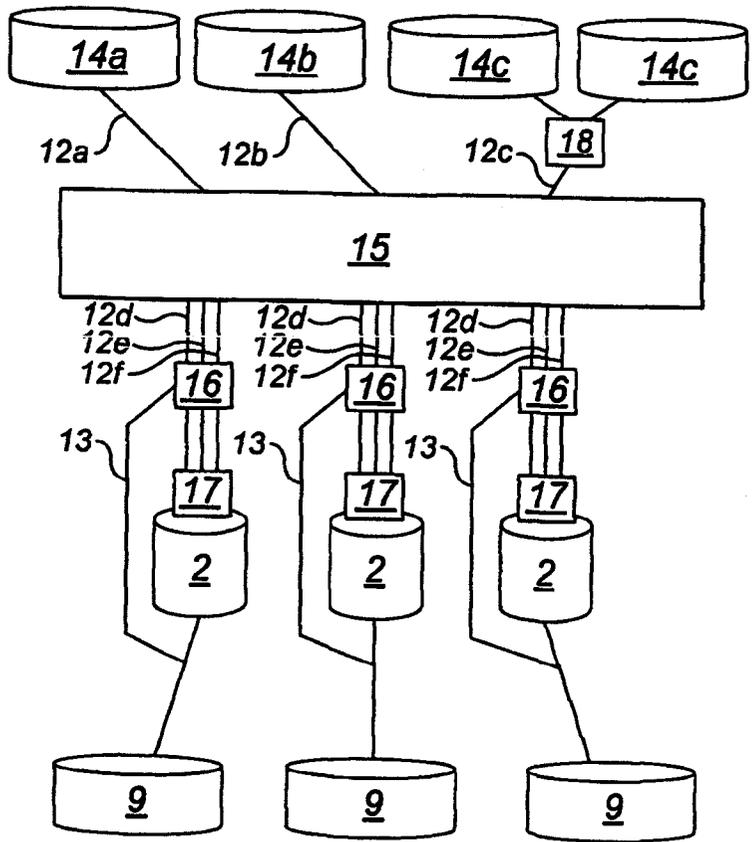
23. Способ по любому из п.п. 6, 7, 18, 19, 20, 21 или 22, в котором пробы пористой среды очищают перед насыщением проб нефтью при заданном уровне водонасыщения S_{wi} .

20

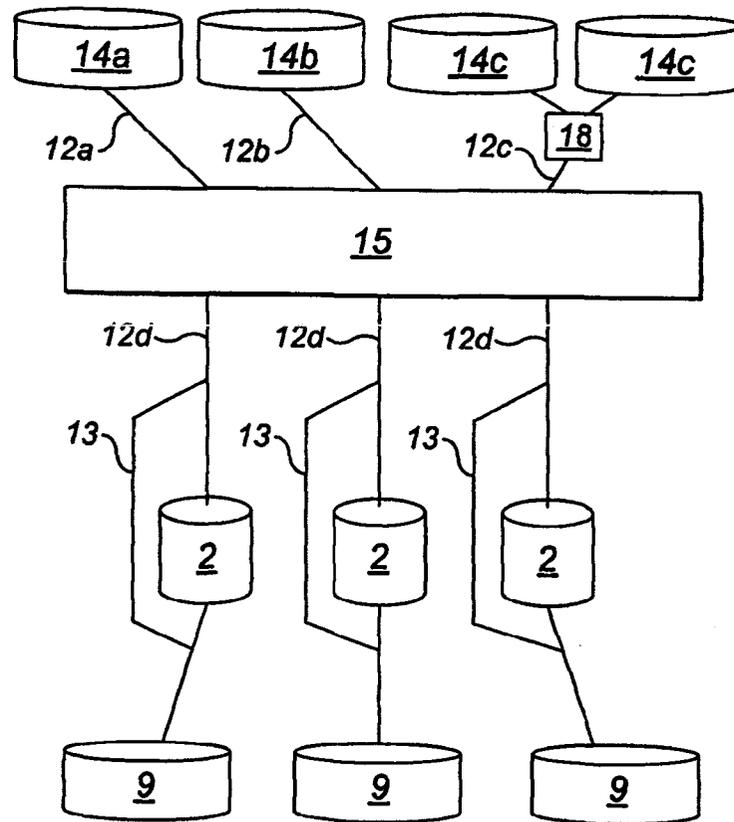
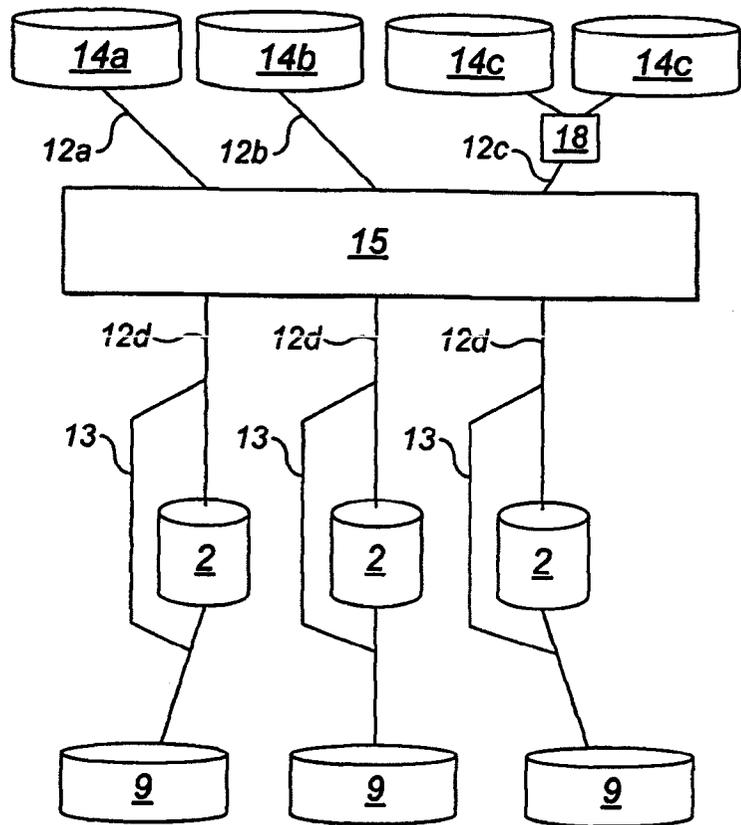
24. Способ по любому из п.п. 1-23, осуществляемый с использованием компьютера.



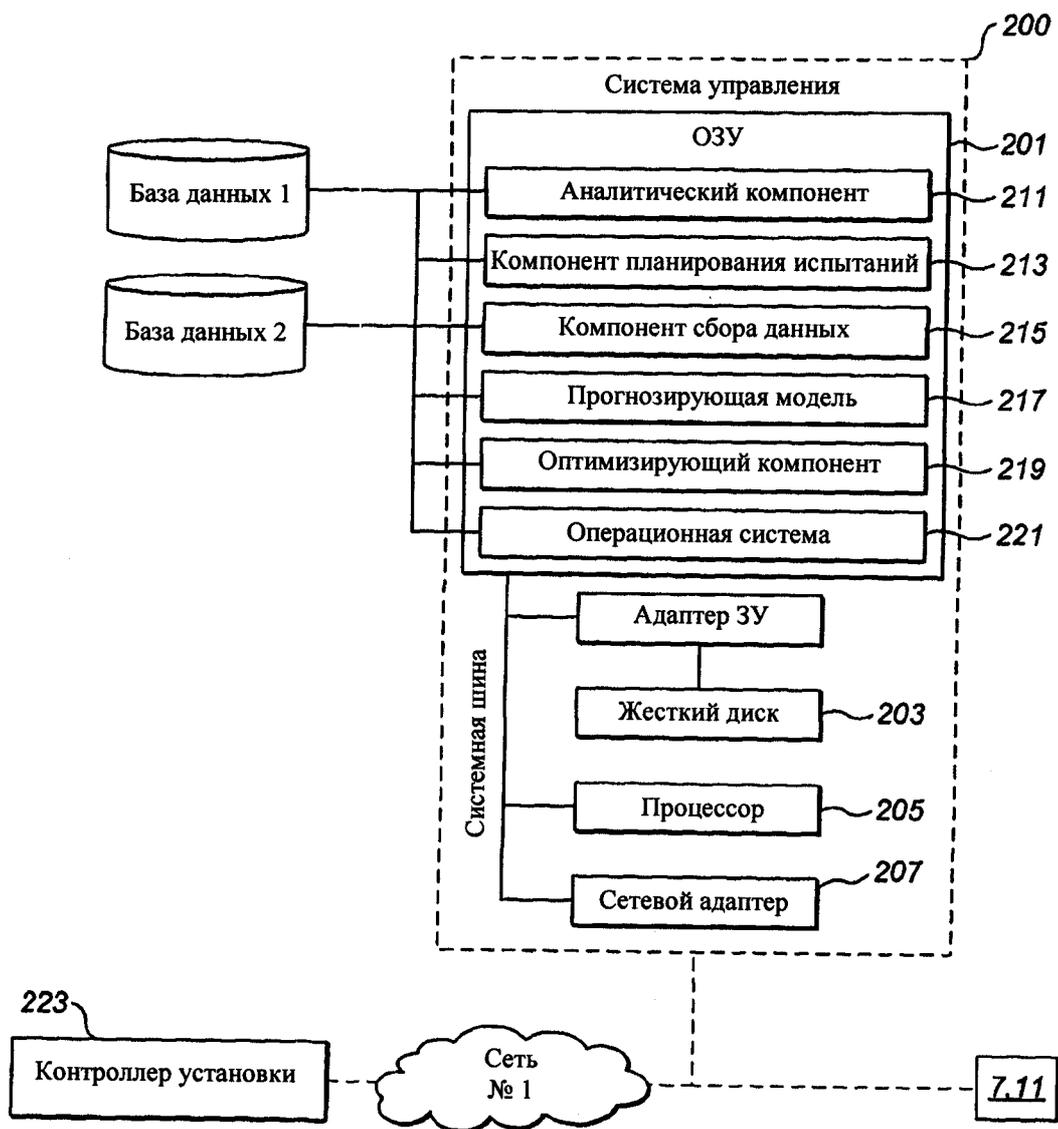
ФИГ. 1



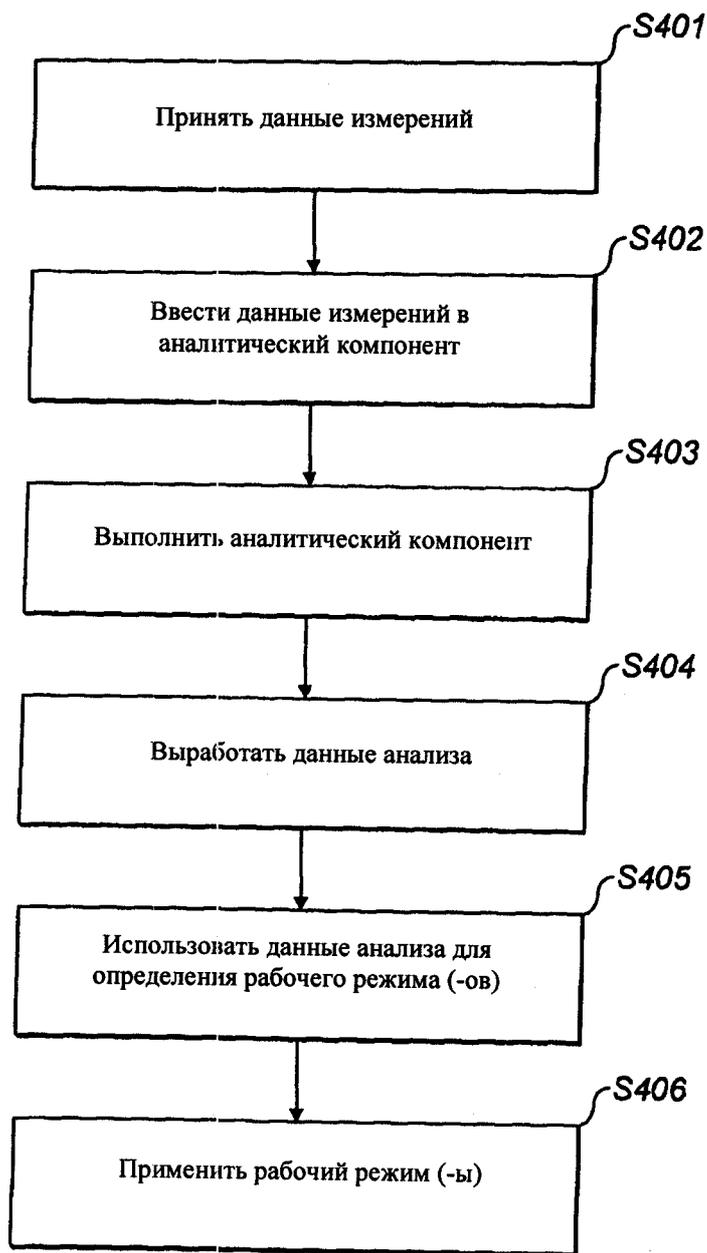
ФИГ. 2а



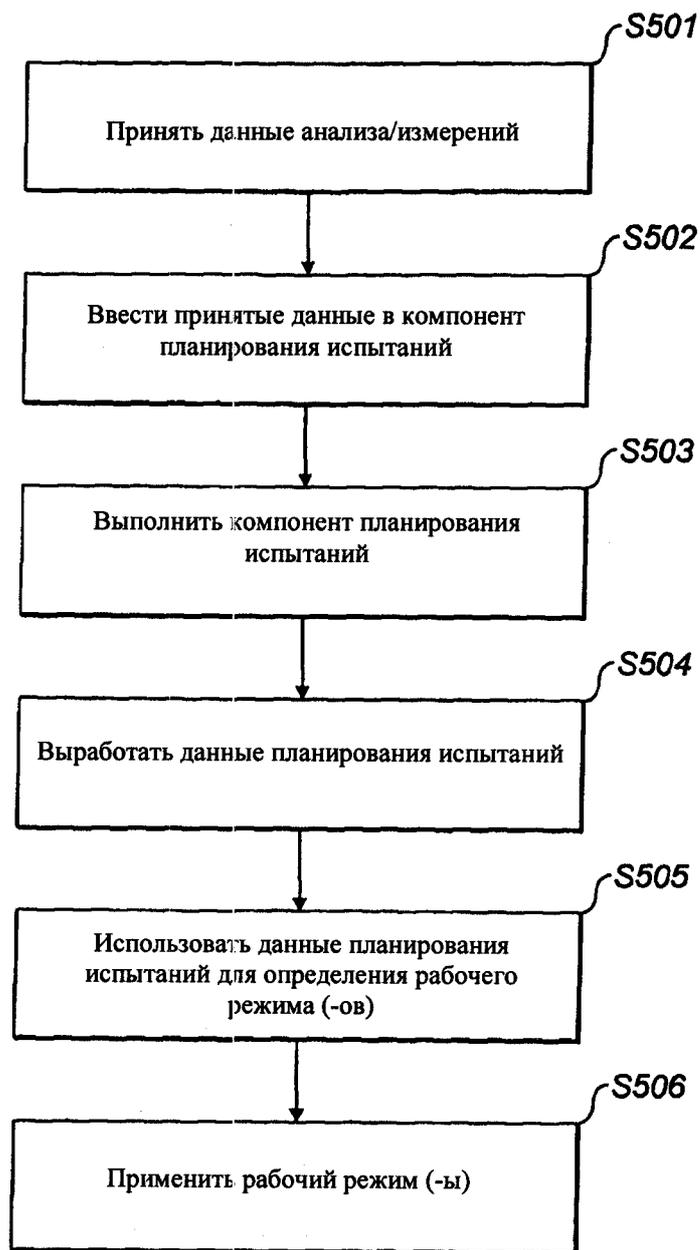
ФИГ. 26



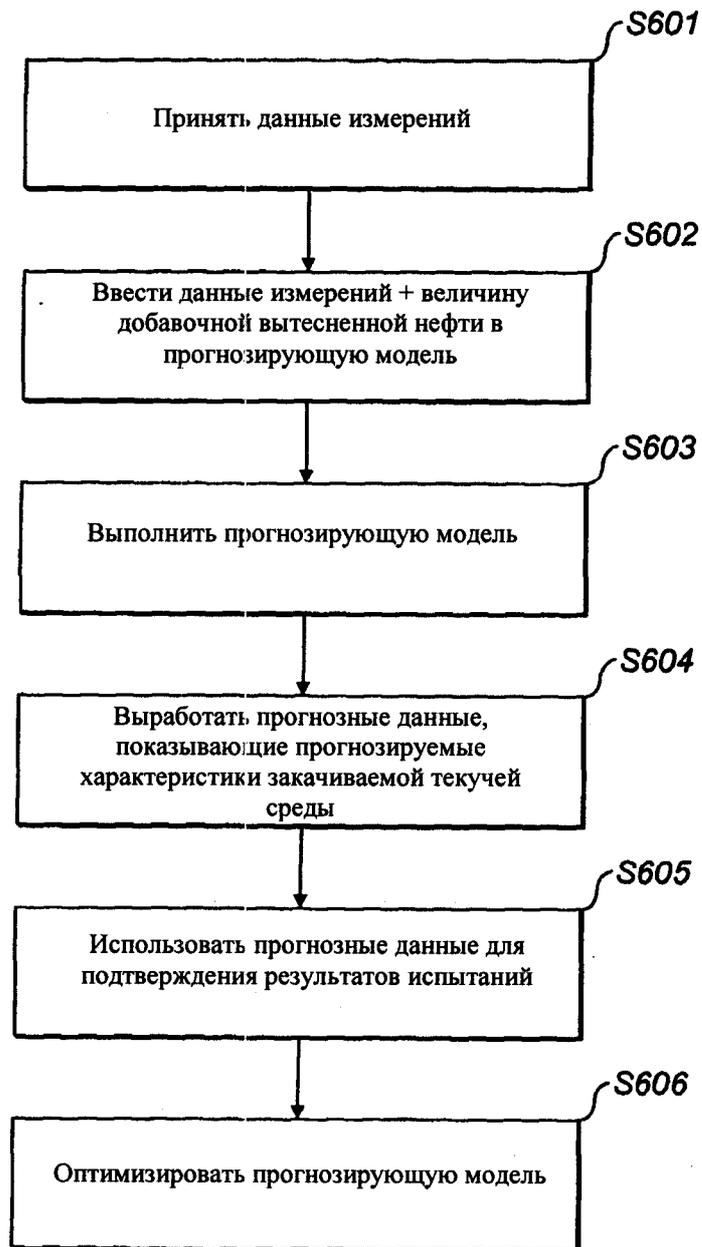
ФИГ. 3



ФИГ. 4



ФИГ. 5



ФИГ. 6

ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)Номер евразийской заявки:
201600496

Дата подачи: 29 июля 2011 (29.07.2011) Дата испрашиваемого приоритета: 06 августа 2010 (06.08.2010)

Название изобретения: Способ испытаний многопорционных проб

Заявитель: БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ ЛИМИТЕД

 Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа) Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ: E21B 49/00 (2006.01)
G01N 15/00 (2006.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК)

E21B 43/00, 43/16, 43/22, 49/00, G01V 1/00, 1/133, G01N 15/00, 15/08

Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
X A	US 5042580 A (MOBIL OIL CORPORATION) 27.08.1991, реферат, кол. 5, строка 3-кол. 6, строка 43	1-7, 13-19, 21-24 8-12, 20
A	US 4586376 A (UNION OIL COMPANY OF CALIFORNIA) 06.05.1986	1-24
A	US 5493226 A (MOBILE OIL CORPORATION) 20.02.1996	1-24
A	US 3428127 A (UNION OIL CO. OF CALIFORNIA) 18.02.1969	1-24
A	WO 2005/014164 A1 (THE AKTIENGESELLSCHAFT THE HIGH THROUGHPUT EXPERIMENTATION COMPANY et al.) 17.02.2005	1-24
A	RU 2178515 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЮГАНСКИНИПИНЕФТЬ") 20.01.2002	1-24

 последующие документы указаны в продолжении графы В данные о патентах-аналогах указаны в приложении

* Особые категории ссылочных документов:

"А" документ, определяющий общий уровень техники

"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату
подачи евразийской заявки или после нее"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспони-
рованию и т.д."Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской
заявки, но после даты испрашиваемого приоритета

"D" документ, приведенный в евразийской заявке

"Т" более поздний документ, опубликованный после даты

приоритета и приведенный для понимания изобретения

"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету
поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень,
взятый в отдельности"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету
поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с
другими документами той же категории

"&" документ, являющийся патентом-аналогом

"L" документ, приведенный в других целях

Дата действительного завершения патентного поиска: 22 ноября 2016 (22.11.2016)

Наименование и адрес Международного поискового органа:

Уполномоченное лицо :

Федеральный институт
промышленной собственностиРФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб.,
д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА О. В. Кишкович

Телефон № (499) 240-25-91