

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201991212 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2019.12.30

(22) Дата подачи заявки
2017.11.06

(51) Int. Cl. *C09K 8/58* (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 43/20 (2006.01)

(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ

(31) 16200332.1

(32) 2016.11.23

(33) EP

(86) PCT/EP2017/078366

(87) WO 2018/095721 2018.05.31

(71) Заявитель:

БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)

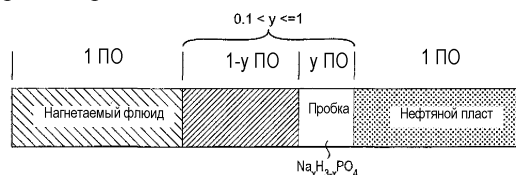
(72) Изобретатель:

Коувз Джон Уильям, Кравец Пётр,
Рашид Билял, Тоттон Тимоти Стивен
(GB)

(74) Представитель:

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

(57) В заявке описан способ выбора вытесняющего флюида на водной основе, содержащей водный раствор растворенных фосфатных соединений, включающий получение параметров нефтяного пласта для нефтяного пласта, прием входных данных, включающих допустимые потери растворенных фосфатных соединений, возникающие при смешивании вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды после нагнетания выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе, выбор вытесняющего флюида на водной основе, и определение того, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в пределах рабочего диапазона, с использованием параметров нефтяного пласта и допустимых потерь растворенных фосфатных соединений. Параметры нефтяного пласта включают физические характеристики нефтяного пласта и химические характеристики попутной воды. Рабочий диапазон определяет граничные условия для одного или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе, для ограничения потерь растворенных фосфатных соединений при нагнетании в нефтяной пласт до уровня, меньшего допустимых потерь, или равного им.



A1

201991212

201991212

A1

СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ

5 Область техники

Изобретение, в общем, относится к нефтедобыче.

Уровень техники

Одним из наиболее эффективных и широко используемых способов вторичного извлечения для добычи дополнительной нефти из пласта является заводнение. Обычно в пластовые пористые породы через нагнетательные скважины под давлением закачивается вода, выталкивающая нефть через породу к эксплуатационной скважине.

В US 3191676 описывается добавление фосфатов в нагнетаемую в пласт воду для улучшения извлечения нефти из пласта (коллектора), сложенного карбонатными породами. Показано, что наличие фосфатов в нагнетаемой в пласт воде увеличивает количество нефти, которая может быть добыта из образца породы (керна). Однако сильная адсорбция фосфата на поверхности карбонатной породы приводит к потере фосфата, ограничивая глубину его распространения от нагнетательной скважины несколькими футами. В US 3191676 предлагается для уменьшения потери фосфатов использовать водорастворимые карбонаты щелочных металлов или карбонат аммония в комбинации с фосфатами. Установлено, что описанные в этом патенте испытания подтверждают способность водорастворимого карбоната снизить потери фосфатов в известняковом пласте и эффективность фосфата в присутствии карбоната для вытеснения большего количества нефти, чем при использовании только карбоната. Однако отмечено, что условия карбонатных пластов накладывают некоторые ограничения на pH нагнетаемой в пласт воды, поскольку известняк способен нейтрализовать кислоты. Таким образом, признается бесполезным поддерживать водородный показатель pH нагнетаемой воды ниже 6, так что предпочтительное значение pH составляет примерно от 8 до 11.

В US 3258071 описывается процесс добычи углеводородов из подземных гидрофобных пород, содержащих углеводороды, посредством заводнения, усовершенствованного нагнетанием в гидрофобную породу заводняющей среды

с pH в интервале примерно от 5 до 9, содержащей некоторое количество
триметафосфата щелочного металла, достаточное для превращения гидрофобной
породы в гидрофильную при прохождении среды через породу. Отмечено, что
заводнящая среда, содержащая триметафосфат щелочного металла,
5 значительно эффективнее по сравнению с заводняющей средой, содержащей
триполифосфат натрия, при заводнении сравнительно глубоких пластов, где
температура воды повышается до 100°F (37,8°C) или более. При таких условиях
триполифосфат натрия в нагнетаемой в пласт воде разлагается или
гидролизуется до менее полезных, зачастую вредных, ортофосфатов, в то время
10 как триметафосфат щелочного металла в нагнетаемой воде преобразуется или
гидролизуется в триполифосфат щелочного металла. Это означает, что когда
используется триметафосфат, часть его находится в растворе, обеспечивая
преобразование гидрофобной породы в гидрофильную, часть его гидролизуется
в триполифосфат, который изолирует ионы металла, задерживаемые, когда поток
15 заводнения проходит через породу, и только малая часть преобразуется в
ортофосфат в каждый момент времени. Как используемый триметафосфат
щелочного металла, так и триполифосфат, в который он преобразуется в
процессе использования, считаются полезными компонентами заводняющей
среды. Ортофосфаты считаются вредными, поскольку они образуют осадок с
20 ионами кальция, магния и железа, которые создают ограничения потоку и
закупоривают нагнетательные и эксплуатационные скважины или нефтеносный
пласт. В US 3258071 не описываются какие-либо граничные условия, при
которых снижено образование осадка так, чтобы ортофосфаты улучшали выход
нефти, извлекаемой из песчаного продуктивного пласта.

25 Опубликованная международная заявка на патент № WO 2007/089474
относится к примеси для вторичного извлечения нефти, включающей исходный
раствор неорганических фосфора и азота, содержащий $[Y]H_2PO_4$ и $[Y]_2HPO_4$, где
 $[Y]$ является катионом. Утверждается, что примесь может быть разведена в
нагнетаемой воде, и посредством регулирования соотношениями ионов $H_2PO_4^-$ и
30 HPO_4^{2-} может быть получен раствор в желаемом интервале значений pH
примерно от 6,0 до 8,0. В WO 2007/089474 не сообщается, предназначена ли эта
примесь для использования в карбонатном пласте или песчаном пласте.

Сущность изобретения

Предлагается компьютерно-реализуемый способ определения состава вытесняющего флюида (текучей среды) для нагнетания в подземный пласт, имеющий по меньшей мере один слой пористой и проницаемой пластовой (коллекторной) породы, содержащей в своем поровом пространстве пластовую (сырую) нефть и попутные воды, который включает моделирование множества (нескольких) смесей, сформированных смешиванием каждого из нескольких вытесняющих флюидов на водной основе с попутными водами одного или более составов, для одного или более нефтяных (нефтеносных) пластов, генерирование данных, свидетельствующих о потере растворенных фосфатных соединений в каждой смеси из нескольких смесей, причем потери определяют использованием одной или более физических характеристик одного или более пластов, определение одной или более корреляций между (i) потерями растворенных фосфатных соединений и (ii) химическими характеристиками вытесняющего флюида на водной основе, химическими характеристиками попутных вод одного или более составов, и одной или более физическими характеристиками одного или более пластов, определение прогнозирующего выражения для потерь растворенных фосфатных соединений на основании одной или более корреляций, и определение граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе для выбранных химических характеристик одного или более составов попутных вод, и выбранных физических характеристик пласта, используя прогнозирующее выражение. Каждый вытесняющий флюид на водной основе содержит водный раствор, содержащий растворенное фосфатное соединение, а один или более составов попутных вод содержат по меньшей мере одно или более водорастворимых соединений катионов-прекурсоров для нерастворимых фосфатных соединений. Один или более пластов имеют одну или более физических характеристик.

Также предлагается способ выбора вытесняющего флюида на водной основе, содержащего водный раствор растворенных фосфатных соединений, который включает получение одного или более параметров пласта для нефтяного пласта, прием входных данных, содержащих допустимые потери растворенных фосфатных соединений в результате смешивания вытесняющего флюида на водной основе и попутных вод внутри пласта после нагнетания

выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в пласт, выбор вытесняющего флюида на водной основе, и определение того, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в рабочем диапазоне, используя одни или более входные данные, включающие один или более параметров пласта и допустимые потери растворенных фосфатных соединений. Пласт (коллектор) имеет пористую и проницаемую породу, содержащую в ее поровом пространстве пластовую нефть и попутные воды, а параметры пласта включают физические характеристики пласта и химические характеристики попутных вод. Рабочий диапазон определяет граничные условия для одного или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе, для ограничения потерь растворенных фосфатных соединений в результате выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений из вытесняющего флюида на водной основе при нагнетании выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в пласт, величиной меньшей или равной допустимым потерям растворенных фосфатных соединений.

Кроме того, предлагается способ нагнетания текучей среды, который включает нагнетание вытесняющего флюида на водной основе в подземный пласт и ограничение выпадения в осадок растворенных фосфатных соединений, при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутными водами внутри подземного пласта, до величины меньшей заданной величины или равной ей. Подземный пласт имеет пористую и проницаемую породу, содержащую в ее поровом пространстве пластовую нефть и попутную воду, причем попутная вода содержит соединение многовалентного катиона. Попутная вода характеризуется водородным показателем pH и концентрацией многовалентного катиона, а подземный пласт обладает дисперсностью. Вытесняющий флюид на водной основе содержит начальную концентрацию многовалентного катиона, а начальная аддитивная концентрация растворенных фосфатных соединений нормирована к объему одной поры. Процент выпадающих в осадок растворенных фосфатных соединений в результате выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений после нагнетания от 0,3 до 0,7 порового объема вытесняющего флюида на водной основе, может быть определен, в некоторых случаях, соотношением:

$$\frac{((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^e) * AC * WD (x + k, l))}{g * (AC + h)}$$

где DL представляет собой концентрацию многовалентных катионов вытесняющего флюида на водной основе (мг/кг воды), PC представляет pH попутной воды, DC – концентрацию многовалентного катиона в попутной воде (мг/кг воды), DP – дисперсность подземной породы (%), AC – исходную концентрацию растворенных фосфатных соединений, нормированную относительно объема одной поры, и WD – функцию Вейбулла параметра x , где x представляет валентность для общей формулы $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ для анионов монофосфата или число недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где a имеет значение 0,002164, b имеет значение 0,000023699, c имеет значение 0,3, d имеет значение 901,43, e имеет значение 34490,0, f имеет значение 25,378, g имеет значение 0,64178, h имеет значение -404,297, i имеет значение 0,083218, j имеет значение -0,0041599, k имеет значение -1 и l имеет значение 1,5.

Эти и другие признаки будут лучше понятны из приведенного ниже подробного описания в сочетании с приложенными чертежами и формулой изобретения.

Краткое описание чертежей

Для подробного описания предпочтительных вариантов выполнения изобретения используются ссылки на приложенные чертежи, на которых:

на фиг. 1 схематически представлено сечение системы извлечения нефти и нефтяного пласта, в отношении которых применимы варианты выполнения изобретения;

на фиг. 2 представлена блок-схема компьютерной системы, применимой для осуществления различных вариантов выполнения;

на фиг. 3 схематически представлен вариант выполнения моделируемой системы нагнетания;

на фиг. 4 схематически представлены эксперименты по смешиванию.

Подробное описание осуществления изобретения

Термином "попутная вода" здесь называют пластовую воду или смесь пластовой воды и любой ранее инжектированной воды или вытесняющей воды водоносного горизонта, где "пластовой водой" является исходная вода, захваченная в поровом пространстве пластовой пористой породы.

Термином "неорганическая фосфатная соль" здесь называют любую водорастворимую неорганическую фосфатную соль, включающую водорастворимые соли монофосфатов (также называемые "солями ортофосфатов") и водорастворимые соли полифосфатов.

5 Термином "неорганическая метафосфорная кислота" здесь называют любую водорастворимую метафосфорную кислоту, включая водорастворимую монофосфорную кислоту (также называемую "ортофосфорной кислотой") и водорастворимые полифосфорные кислоты.

10 Термином "растворенные фосфатные соединения" здесь называют растворенные водорастворимые анионы монофосфатов (также называемые анионами ортофосфатов) или растворенные водорастворимые анионы полифосфатов. Анионы монофосфатов могут получаться из водорастворимой неорганической соли монофосфатов (соль ортофосфатов) или из монофосфорной кислоты (ортофосфорной кислоты). Анионы полифосфатов могут получаться из
15 водорастворимой неорганической соли полифосфата или полифосфорной кислоты. Анионы полифосфатов подвергаются гидролизу для получения анионов монофосфатов и их можно рассматривать как прекурсоры анионов монофосфатов.

20 Параметр x для вытесняющего флюида на водной основе определяется здесь либо как валентность общей формулы для анионов $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ монофосфата (считая, что растворенные соединения монофосфата полностью диссоциированы на их соответствующие одновалентные катионы и анионы монофосфатов), или как число недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$. Соответственно, величина x выражается числом в интервале от 0 до 3.
25 Если анионы монофосфата получаются из анионов полифосфата, параметр x определяется после полного гидролиза анионов полифосфата.

Термином "осаждающие катионы-прекурсоры" здесь называют катионы, реагирующие с растворенными фосфатными соединениями для формирования нерастворимых фосфатных соединений.

30 Настоящее изобретение относится к способу добычи пластовой нефти из нефтеносного пласта, при осуществлении которого нагнетают в нефтяной пласт вытесняющий флюид на водной основе, содержащий водный раствор растворенных фосфатных соединений, причем вытесняющий флюид на водной

основе подвергается смешиванию с попутной водой нефтяного пласта по фронту потока нагнетаемой вытесняющего флюида на водной основе, при этом используется модель для определения граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе, при соблюдении

5 которых снижаются потери растворенных фосфатных соединений из-за выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений при дисперсном смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой. Результирующие граничные значения могут определять рабочий диапазон для

10 вытесняющего флюида на водной основе, используемой для нагнетания в пласт месторождения.

При нагнетании вытесняющего флюида на водной основе, содержащей растворенные соединения монофосфата, в нефтяной пласт, имеющий по меньшей мере один слой пластовой пористой породы с пластовой нефтью и попутной водой, содержащихся в ее поровом пространстве, в случае если

15 попутная вода содержит растворенные осаждающие катионы-прекурсоры, возникает риск выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений при реакции растворимых фосфатных соединений с растворенными осаждающими катионами-прекурсорами в процессе дисперсного смешивания вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой нефтяного пласта. Выпадение в

20 осадок нерастворимых фосфатных соединений может приводить к снижению концентрации растворенных фосфатных соединений в дисперсно смешанных текучих средах ниже порогового уровня, требующегося для извлечения дополнительной нефти из нефтяного пласта. Кроме того, осаждение нерастворимых фосфатных соединений может приводить к повреждению

25 продуктового пласта.

На фиг. 1 представлена система 100 добычи пластовой нефти. В системе 100 имеется нефтяной пласт, содержащий по меньшей мере один слой пластовой пористой породы. В данном примере, нефтяной пласт содержит несколько слоев 102, 104 и 106 пластовой пористой породы. Над верхним слоем 102 показаны

30 обобщенные поверхностные слои 108, которые могут включать многочисленные, не содержащие нефти слои и (если нефтяной пласт находится на шельфе) слой морской воды. Состав этих слоев может меняться.

В нефтяной пласт проникает нагнетательная скважина 110 и эксплуатационная скважина 112. Обычно имеется значительно больше скважин, чем показанные здесь две скважины; две скважины в данном варианте выполнения показаны для простоты. Показанные здесь нагнетательные скважины являются вертикальными. В альтернативных системах, скважины могут быть наклонены под любым подходящим углом, быть горизонтальными и/или криволинейными.

Вообще, вытесняющий флюид на водной основе может нагнетаться в слои 102, 104 и 106 пластовой пористой породы через нагнетательную скважину 110 (как показано стрелками) для улучшения извлечения нефти, а после вытесняющего флюида, при необходимости, может нагнетаться некоторое количество вытесняющей воды для проталкивания вытесняющего флюида на водной основе по нефтяному пласту к эксплуатационной скважине 112, из которой извлекается нефть (также показано стрелками). Как здесь описано более подробно, вытесняющий флюид на водной основе может содержать растворенные фосфатные соединения для улучшения извлечения нефти. Кроме того, подземный нефтяной пласт может содержать попутную воду, которая может содержать осаждающие катионы-прекурсоры, которые могут приводить к осаждению нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой, тем самым снижая концентрацию растворенных фосфатных соединений, используемых для улучшения извлечения нефти. Кроме того, смешивание вытесняющего флюида на водной основе, содержащей растворенные фосфатные соединения, с вытесняющей водой, содержащей осаждающие катионы-прекурсоры, также может приводить к осаждению нерастворимых фосфатных соединений.

Для решения проблемы выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений должны быть определены граничные значения свойств вытесняющего флюида на водной основе. Согласно некоторым особенностям, способ может включать определение граничных значений химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе для нагнетания в нефтяной пласт, имеющий по меньшей мере один слой пластовой пористой породы с пластовой нефтью и попутной водой, содержащихся в ее поровом пространстве. Вытесняющий флюид на водной основе может представлять собой

водный раствор, содержащий растворенные анионы монофосфата, имеющие общую формулу $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где x представляет среднее число недостающих водородов (или валентность общей формулы $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$) и может выражаться числом в интервале от 0 до 3. Например, ряд монофосфатных соединений, которые могут быть в растворе, в зависимости от pH, включает H_3PO_4 , (например, при $x=0$), $H_2PO_4^-$ (например, при $x=1$), HPO_4^{2-} (например, при $x=2$) и PO_4^{3-} (например, при $x=3$), а среднее значение водородов в анионах монофосфатов, 3-х, может представлять среднее для монофосфатных соединений в вытесняющем флюиде на водной основе. Попутная вода может содержать по меньшей мере один осаждающий катион-прекурсор для нерастворимых фосфатных соединений, обычно в виде смеси осаждающих катионов-прекурсоров. Смешивание вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой нефтяного пласта может приводить к потере растворенных фосфатных соединений из смешанных текучих сред за счет реакции растворенных анионов монофосфата с растворенными осаждающими катионами-прекурсорами, в результате чего образуется осадок нерастворимых фосфатных соединений.

Граничные значения, используемые для определения химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе, могут быть определены несколькими способами. Согласно некоторым особенностям, граничные значения для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе определяются генерированием, с использованием геохимической модели, содержащей модуль смешивания, модуль комплексобразования и модуль осаждения, потерь растворенных фосфатных соединений, возникающих при смешивании различных комбинаций одной из ряда из различных вытесняющих флюидов на водной основе и одной из ряда из различных попутных вод, для ряда из различных условий в нефтяном пласте. Входные данные могут быть введены в геохимическую модель, которая может включать химические характеристики каждой из нескольких различных вытесняющих флюидов на водной основе, включая, помимо прочего, pH, концентрацию водорастворимой неорганической соли(-ей) фосфатов и/или водорастворимой фосфорной кислоты(-т), концентрацию любых дополнительных водорастворимых солей, выбранных из солей одновалентных или многовалентных катионов, и любых их комбинаций.

Геохимическая модель предполагает, что любая водорастворимая неорганическая полифосфатная соль или полифосфорная кислота, введенная в модель, подвергается быстрому гидролизу с образованием анионов монофосфатов. Входные данные могут также включать химические

5 характеристики каждой из нескольких различных попутных вод, включая, помимо прочего, pH и концентрацию водорастворимой соли(-ей) осаждающего катиона-прекурсора(-ов) и концентрацию любых дополнительных растворимых солей, выбранных из солей одновалентных катионов. Для специалиста должно быть понятно, что концентрации, введенные в геохимическую модель, являются
10 исходными концентрациями. Входные данные также могут включать физические характеристики ряда из различных нефтяных пластов, включая, помимо прочего, дисперсность и/или температуру пласта. Для каждой комбинации вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды, геохимическая модель может провести ряд моделирований смешиванием текучих сред в модуле смешивания,
15 используя ряд различных нагнетаемых поровых объемов вытесняющих флюидов на водной основе и используя физические характеристики нескольких из различных нефтяных пластов, и для каждого моделирования, модуль комплексообразования и модуль осаждения вычисляют потери растворенных фосфатных соединений для полученных смешанных текучих сред.

20 Способ может также включать введение в статистическую модель, для каждого из нескольких моделирований, первых входных данных, включающих вычисленные потери растворенных фосфатных соединений и вторых входных данных, включающих химические характеристики вытесняющего флюида на водной основе, химические характеристики попутной воды, физические
25 характеристики нефтяного пласта и инжектированные поровые объемы вытесняющего флюида на водной основе. Могут быть выработаны и выданы корреляции между первыми и вторыми входными данными, и на их основе могут быть получены прогнозирующие выражения для максимально допустимых потерь растворенных соединений монофосфатов.

30 Корреляции могут обеспечивать идентификацию переменных, оказывающих наибольшее влияние на потерю растворенных фосфатных соединений из-за выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе, содержащей

растворенные фосфатные соединения, с попутной водой, содержащей осаждающие катионы. Было установлено, что определенный здесь параметр x для вытесняющего флюида на водной основе (например, недостающие водороды в общей формуле для соединений монофосфатов $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$) может оказывать сильнейшее влияние на осаждение нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой, и может быть включен в прогнозирующее выражение. Поскольку рН вытесняющего флюида на водной основе и параметр x связаны, рН вытесняющего флюида на водной основе может также воздействовать на выпадение в осадок нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе, содержащей растворенные фосфатные соединения, с попутной водой, содержащей осаждающие катионы.

Соответственно, рН может быть включен в прогнозирующее выражение в качестве альтернативы параметру x или в дополнение к нему. Дисперсность нефтяного пласта и начальная концентрация растворенных фосфатных соединений в вытесняющем флюиде на водной основе также могут иметь корреляцию с выпадением в осадок нерастворимых фосфатных соединений и также могут быть включены в прогнозирующее выражение. При необходимости, также может быть установлена корреляция дополнительных переменных и параметров, которые могут включены в прогнозирующее выражение, в том числе исходная концентрация многовалентных катионов вытесняющего флюида на водной основе, концентрация отдельных многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе, рН попутной воды, концентрация многовалентных катионов попутной воде, концентрация двухвалентных катионов в попутной воде и концентрация отдельных многовалентных катионов (обычно, двухвалентных катионов и трехвалентных катионов) в попутной воде.

Согласно некоторым особенностям, прогнозирующее выражение может быть составлено на основе параметра x . В альтернативном случае, прогнозирующее выражение может быть основано на рН вытесняющего флюида на водной основе, поскольку рН связан с параметром x . Таким образом, прогнозирующее выражение, соотносящее потери растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе, может быть основано на параметре x и/или рН вытесняющего флюида на водной основе, в сочетании с

одной или более химическими характеристиками попутной воды, одной или более физическими характеристиками нефтяного пласта и инжектированным поровым объемом(-ми) вытесняющего флюида на водной основе. Согласно некоторым особенностям, прогнозирующее выражение может также учитывать дисперсность нефтяного пласта и/или исходную концентрацию растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе.

В случае если могут быть использованы прогнозирующие выражения, одно такое выражение для процентного содержания растворенных фосфатных соединений, потерянных вследствие смешивания, может включать:

$$\% \text{ потерянных фосфатов} = \frac{((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^c) * AC * WD (x + k, l))}{g * (AC + h)}, \quad (1)$$

где DL представляет собой концентрацию многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе (мг/кг воды), PC представляет рН попутной воды, DC – концентрацию многовалентных катионов попутной воды (мг/кг воды), DP – дисперсность нефтяного пласта (%), AC – исходную концентрацию растворенных соединений монофосфатов, нормированную относительно объема одной поры (1 ОП), и WD – функцию Вейбулла параметра x . Исходная концентрация растворенных соединений монофосфатов в одном поровом объеме (например, AC в уравнении (1)) представляет добавочное количество, нормированное к объему одной поры, вне зависимости от фактического объема поры, используемого для вытесняющего флюида на водной основе. Постоянные от a до g в уравнении (1) являются константами наилучшего приближения, определенными с использованием статистической модели.

Соответственно, уравнение (1) применимо в интервале нагнетаемых поровых объемов вытесняющего флюида на водной основе, составляющем от 0,3 до 0,7, в частности, от 0,4 до 0,6, например, примерно 0,5.

Функция Вейбулла может быть использована для линеаризации отклика на параметр, например параметр x , и может быть представлена уравнением:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (2)$$

Согласно некоторым особенностям, значение k в функции Вейбулла может быть равно 1.

Значения постоянных в уравнении (1) могут быть определены использованием описанных здесь способов. В некоторых вариантах выполнения, значения постоянных могут быть: a имеет значение 0,002164, b имеет значение 0,000023699, c имеет значение 0,3, d имеет значение 901,43, e имеет значение 34490,0, f имеет значение 25,378, g имеет значение 0,64178, h имеет значение -404,297, i имеет значение 0,083218, j имеет значение -0,0041599, k имеет значение -1 и l имеет значение 1,5. Эти значения приведены в качестве примера, и могут быть использованы другие постоянные, определенные на основе имеющихся данных для определения корреляций.

Согласно некоторым особенностям, параметр x может быть заменен водородным показателем pH вытесняющего флюида на водной основе, для получения аналогичного выражения для количества потерянных фосфатных соединений. В варианте выполнения, выражение для процентного количества фосфата, потерянного из-за смешивания, использующее pH нагнетаемой текучей среды, может включать:

$$\% \text{ потерянных фосфатов} = \frac{(((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^e) * AC * (pH + k))}{g * (AC + h)}, \quad (3)$$

где члены DL , PC , DC , DP и AC были определены ранее, применительно к уравнению (1), а pH является водородным показателем pH вытесняющего флюида на водной основе. Постоянные a - g в уравнении (3) представляют собой константы наилучшего приближения, определенные с использованием статистической модели, и могут иметь значение, отличающиеся от описанных в связи с уравнением (1).

Значения постоянных в уравнении (3) могут быть определены описанными здесь способами. В некоторых вариантах выполнения, значения постоянных могут быть: a имеет значение 0,00893358577866, b имеет значение 0,00001873911362, c имеет значение 0,3, d имеет значение -38,760711942606, e имеет значение 36612,4690660208, f имеет значение 22,3005918895281, g имеет значение 5,70150711512329, h имеет значение -511,4406033857, i имеет значение 0,14791108670263, j имеет значение -0,028208361561 и k имеет значение -2,6106766395516. Эти значения приведены в качестве примера, и другие постоянные могут быть использованы и определены в зависимости от имеющихся данных для определения корреляций.

Когда производится оценка вытесняющего флюида на водной основе, содержащей растворенные соединения монофосфатов, для использования в выбранном нефтяном пласте могут быть заданы определенные параметры в уравнениях (1) и/или (3). Например, могут быть заданы неизменные параметры, представляющие те свойства, которые не могут быть изменены, например дисперсность нефтяного пласта и/или измеренные химические характеристики попутной воды (например, pH попутной воды, концентрация многовалентных катионов в попутной воде, концентрация двухвалентных катионов в попутной воде и т.д.). Могут быть также заданы дополнительные параметры, например, заданный инжектированный поровый объем вытесняющего флюида на водной основе и/или заданный допустимый уровень потерь растворенных соединений монофосфатов при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой.

Далее уравнение ((1) или (3)) может быть использовано для определения граничных значений для оставшихся переменных, включая концентрацию многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе, исходную концентрацию растворенных фосфатных соединений и значение параметра x , для соединений монофосфатов $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, растворенных в вытесняющем флюиде на водной основе. Это значение определено для вытесняющего флюида на водной основе до смешивания вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой. В том случае, если вытесняющий флюид на водной основе исходно содержит соединения полифосфатов, среднее значение параметра x для растворенных фосфатных соединений определяется последующим полным гидролизом соединений полифосфатов.

Затем, при наличии граничных значений, для нагнетания в нефтяной пласт может быть выбран вытесняющий флюид на водной основе, параметры которой находятся в пределах граничных значений. Согласно некоторым особенностям, прогнозирующие выражения в уравнениях (1) и (3) могут показывать, что не существует никаких граничных значений, которые могут указывать на то, что вытесняющий флюид на водной основе, содержащий растворенные фосфатные соединения, не должен нагнетаться в нефтяной пласт. Если с помощью уравнений (1) и/или (3) идентифицированы граничные значения для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе, процесс может быть

повторен с использованием уравнений (1) и/или (3) с другими (например, более низкими) допустимыми уровнями потерь растворенных фосфатных соединений и, опционально, для отличающихся заранее установленных поровых объемов вытесняющего флюида на водной основе, для улучшения или оптимизации химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе так, чтобы потери растворенных фосфатных соединений внутри нефтяного пласта были снижены или сведены к минимуму.

Если растворенный фосфат получается из неорганической соли монофосфата или ортофосфорной кислоты, исходной концентрацией растворенных фосфатных соединений является исходная концентрация растворенной соли монофосфата или растворенной ортофосфорной кислоты. Если растворенные фосфатные соединения получают из водорастворимой неорганической соли полифосфата или из водорастворимой полифосфорной кислоты, исходная концентрация растворенных фосфатных соединений основана на исходной концентрации растворенной соли полифосфата или полифосфорной кислоты и количестве единиц конденсированного фосфата PO_4 в анионах соли полифосфата или полифосфорной кислоты. Если соль полифосфата или полифосфорная кислота содержат смесь анионов полифосфата, имеющих различное количество единиц конденсированного фосфата, исходная концентрация растворенных фосфатных соединений основана на исходной концентрации растворенной соли полифосфата или полифосфорной кислоты и среднем количестве единиц конденсированного фосфата в анионах полифосфата. Если вытесняющий флюид на водной основе содержит смесь по меньшей мере одной водорастворимой соли монофосфата и по меньшей мере одной водорастворимой соли полифосфата, исходной концентрацией растворенного фосфата является полная концентрация анионов монофосфата и единиц конденсированных фосфатов.

Если неорганическая соль монофосфата, имеющая одновалентные контркатионы, выбранные из катионов металлов Группы 1А, катионы аммония и, опционально, контркатионы водорода, вводится в модель, значение параметра x может быть подобрано в модели изменением вводимого рН (например, введением в модель кислоты или основания). Аналогично, в случае ортофосфорной кислоты, значение параметра x может быть подобрано в модели

изменением вводимого pH (например, введением в модель кислоты или основания). Как правило, основание, вводимое в модель, может быть выбрано из гидроксида натрия, гидроксида калия и гидроксида аммония.

5 Если неорганическая соль полифосфата, имеющая одновалентные контркатионы, выбранные из катионов металлов Группы 1А, катионы аммония и, опционально, контркатионы водорода, вводится в модель, модель может исходить из того, что гидролиз анионов полифосфата в анионы монофосфата быстро происходит в условиях модели нефтяного пласта, и значение параметра x может быть, поэтому определено для подвергшихся гидролизу продуктов
10 (соединения монофосфатов). При желании, после гидролиза значение параметра x в модели может быть подобрано изменением вводимого pH (например, введением в модель кислоты или основания). Подходящие основания для введения в модель приведены выше.

15 В случае полифосфорной кислоты, геохимическая модель может исходить из того, что гидролиз полифосфорной кислоты в ортофосфорную кислоту быстро происходит в условиях модели нефтяного пласта, и значение параметра x может быть, поэтому определено для подвергшихся гидролизу продуктов (соединения монофосфатов). При желании, после гидролиза значение параметра x в модели может быть подобрано изменением вводимого pH (например, введением в
20 модель кислоты или основания). Подходящие основания для введения в модель приведены выше.

Таким образом, вытесняющий флюид на водной основе, выбранный для закачивания, может содержать водный раствор растворенных соединений монофосфата, имеющих формулу $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, причем значение параметра x
25 лежит в пределах заданных граничных условий. Значение параметра x может быть подобрано так, чтобы оно попадало в область заданных граничных условий, посредством добавления кислоты или основания в вытесняющий флюид на водной основе, например, основание, выбранное из гидроксида натрия, гидроксида калия и гидроксида аммония.

30 Обычно "осаждающими катионами-прекурсорами" в попутной воде являются многовалентные катионы, включающие двухвалентные катионы и трехвалентные катионы. Двухвалентными катионами могут быть катионы

кальция, магния, бария, железа и/или стронция. Трехвалентными катионами могут быть катионы ванадия, алюминия и/или железа.

Термином "нерастворимые фосфатные соединения" здесь называют нерастворимые соли фосфатов осаждающих катионов-прекурсоров, например, фосфат кальция и фосфат магния, и нерастворимые минералы, содержащие фосфаты и осаждающие катионы прекурсоры, например, гидроксиапатит $\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3\text{OH}$, хлорапатит $\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3\text{Cl}$ и бромапатит $\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3\text{Br}$, в частности, гидроксиапатит.

Термин "дисперсность" нефтяного пласта здесь определяется как дисперсность в направлении потока (также называется "продольная дисперсность"). Продольная дисперсность является характеристическим свойством пластовой пористой породы и возникает от разницы скоростей внутри пор на микроскопическом уровне и разницы путей распространения из-за извилистости сети пор пластовой пористой породы. Продольная дисперсность связана с коэффициентом D_L дисперсии пористой среды и скоростью v горизонтального потока (адвективного потока) текучей среды через пластовую пористую породу, согласно выражению:

$$D_L = \alpha_L \cdot v \quad (4)$$

где α_L имеет размерность длины (обычно, метры). Продольная дисперсность также может выражаться безразмерным числом, например, как процент от длины системы (например, процент длины образца керна, процент от числа ячеек сетки имитатора нефтяного пласта, процент межскважинного расстояния между парой нагнетательной и эксплуатационной скважин, или, как будет показано ниже, как процент числа ячеек модуля переноса и смешивания геохимической модели). В альтернативном варианте, безразмерная дисперсность может быть определена как процентная часть от пройденного расстояния (например, как процент числа ячеек сетки имитатора нефтяного пласта, через который прошел нагнетаемый флюид (например, вытесняющий флюид/жидкость на водной основе), как процент от числа ячеек переноса и смешивания, через которые был перемещен нагнетаемый флюид, или как процент расстояния, которое инжектируемый флюид прошел от инъекционной скважины в эксплуатационную скважину). Обычно, безразмерная дисперсность нефтяного пласта составляет от 2% до 10%, и дисперсное смешивание может моделироваться в модуле переноса и

смешивания геохимической модели с использованием дисперсности, находящейся в этом диапазоне. Дисперсность нефтяного пласта, в который должен нагнетаться вытесняющий флюид на водной основе (например, как одна из постоянных характеристик, используемых для определения граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе), может быть определена из тестов дисперсности, выполненных на образцах пластовой пористой породы, либо может быть определена из испытания одиночной скважины методом химических индикаторов, выполняемым на скважине, проходящей в нефтеносный пласт. Когда тесты дисперсности выполняют на образцах пластовой пористой породы, то обычно эти тесты выполняют в ходе экспериментов по заводнению керна.

Термин "температура нефтяного пласта" относится к температуре нефтяного пласта за пределами любого температурного фронта, существующего на радиальном расстоянии от одной или более нагнетательных скважин нефтяного пласта. Обычно радиальное расстояние для температурного фронта от одной или более нагнетательных скважин увеличивается с увеличением объема нагнетаемого флюида (например, вытесняющего флюида на водной основе), нагнетаемой в нефтяной пласт.

Для специалиста должно быть понятно, что каждую из химических характеристик одной или более из ряда различных вытесняющих флюидов на водной основе можно независимо изменять в геохимической модели. Специалисту должно быть понятно, что каждую из химических характеристик одной или более из ряда различных попутных вод можно независимо изменять в геохимической модели.

Дальнейшие проблемы возникают, когда в нефтяной пласт инжектируется водяная пробка (порция) малого порового объема вытесняющего флюида на водной основе (например, водяная пробка вытесняющего флюида на водной основе с поровым объемом менее 1, в частности, водяная пробка с поровым объемом в интервале от 0,3 до 0,9, или имеющая поровый объем в интервале от 0,4 до 0,8), после чего закачивается вытесняющая вода, содержащая растворенные осаждающие катионы-прекурсоры, поскольку также возникает риск выпадения осадка нерастворимых фосфатных соединений при дисперсном смешивании вытесняющей воды с вытесняющим флюидом на водной основе по

заднему фронту инжектированной порции воды. Специалисту должно быть понятно, что вытесняющая вода (часто называемая "выталкивающей водой") должна нагнетаться в нефтяной пласт для проталкивания пробки вытесняющего флюида на водной основе к одной или более эксплуатационным скважинам нефтяного пласта.

Соответственно, способ может включать идентификацию граничных значений для вытесняющей воды и выбор вытесняющей воды, удовлетворяющей граничным значениям, использующим модель. Способ может быть использован в различных ситуациях, например, если в нефтяной пласт должна быть инжектирована водяная пробка вытесняющего флюида на водной основе с поровым объемом менее 1, в частности, с поровым объемом в интервале от 0,3 до 0,9, предпочтительно, от 0,4 до 0,8, после чего должна нагнетаться выталкивающая вода, содержащая по меньшей мере одну водорастворимую соль осаждающего катиона-прекурсора. Способ определения граничных значений для состава вытесняющей воды и/или выбора вытесняющей воды, состав которой находится в пределах граничных значений, может быть использован отдельно или в комбинации с любыми из других систем и способов, описанных здесь.

Согласно некоторым особенностям, способ может включать генерирование, с использованием геохимической модели, потерь растворимых соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе при смешивании различных комбинаций одной из нескольких различных вытесняющих флюидов на водной основе и одной из нескольких различных вытесняющих вод в разных условиях в нефтяном пласте. В геохимическую модель могут быть введены входные данные, которые могут включать (i) химические характеристики каждой из нескольких из различных вытесняющих флюидов на водной основе, определенных в настоящем раскрытии; (ii) химические характеристики каждой из нескольких из различных вытесняющих вод, отличающихся рН и исходной концентрацией соли(-ей) осаждающего(-их) катионов-прекурсоров, и концентрациями любых дополнительных растворенных солей, выбранных из солей одновалентных катионов, и физические характеристики из нескольких из различных нефтяных пластов, определенных в настоящем раскрытии. Для каждой комбинации вытесняющего флюида на водной основе и вытесняющей воды, геохимическая модель может использовать несколько прогонов

моделирующей программы по смешиванию текучих сред в модуле смешивания, с использованием нескольких из различных инжестируемых поровых объемов вытесняющей воды и использованием физических характеристик нескольких из различных нефтяных пластов. После каждого прогона модулирующей

5 программы, модуль комплексобразования и модуль осаждения могут вычислить потери растворенных соединений монофосфатов для полученных в результате смешанных текучих сред.

Способ может также включать введение в статистическую модель, для каждого из нескольких циклов моделирования, первых входных данных, 10 содержащих вычисленные потери растворенных соединений монофосфатов, и вторых входных данных, содержащих химические характеристики вытесняющего флюида на водной основе, химические характеристики вытесняющей воды, физические характеристики нефтяного пласта и инжестируемые поровые объемы вытесняющей воды. Могут быть 15 сгенерированы и выданы корреляции между первыми и вторыми входными данными, и может быть выработано, на основе этих корреляций, прогнозирующее выражение для максимальных допустимых потерь растворенных соединений монофосфатов.

Корреляции могут обеспечить идентификацию переменных, имеющих 20 максимальное влияние на выпадение в осадок растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе. Было установлено, что параметр x может иметь максимальное влияние на осаждение нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с вытесняющей водой внутри нефтяного пласта. Поскольку pH и 25 параметр x коррелированы между собой, pH вытесняющего флюида на водной основе также может влиять на осаждение нерастворимых фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с вытесняющей водой внутри нефтяного пласта. Дисперсность и исходная концентрация растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе также 30 могут коррелировать с осаждением фосфатных соединений. Эти дополнительные переменные и параметры также могут быть коррелированы и включены в прогнозирующее выражение.

Согласно некоторым особенностям, прогнозирующее выражение может быть выработано на основе параметра x соединений, растворенных в вытесняющем флюиде на водной основе (перед смешиванием с попутной водой).

В альтернативном случае, прогнозирующее выражение может быть основано на рН вытесняющего флюида на водной основе (перед смешиванием с попутной водой), поскольку рН связано с параметром x . Таким образом, прогнозирующее выражение для потерь растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе может быть основано на параметре x и/или

водородном показателе рН вытесняющего флюида на водной основе, вместе с одной или более химическими характеристиками вытесняющей воды, и одной или более физическими характеристиками нефтяного пласта, и

инжектированным поровым объемом(-ами) вытесняющей воды. Согласно некоторым особенностям, прогнозирующее выражение также может учитывать дисперсность нефтяного пласта и/или исходную концентрацию растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе.

В качестве примера, прогнозирующее выражение, использованное для определения граничных условий для состава вытесняющей воды, может включать выражение согласно уравнению (1) в сочетании с функцией Вейбулла из уравнения (2). В качестве другого примера, прогностическое выражение,

использованное для определения граничных условий для состава вытесняющей воды, может включать выражение согласно уравнению (3). После определения прогнозирующего выражения (например, уравнение (1) и/или уравнение (3)), может быть зафиксирован один или более из параметров (например,

поддерживаться постоянным на основании известных или вычисленных значений). Согласно некоторым особенностям, параметры, которые могут быть зафиксированы, могут включать, помимо прочего, измеренные дисперсность и температуру нефтяного пласта, в который предполагается нагнетать

вытесняющий флюид на водной основе, измеренные химические характеристики вытесняющего флюида на водной основе, инжектированный поровый объем вытесняющей воды, и/или допустимый уровень потерь растворенных соединений монофосфатов. Затем одно или более значений оставшихся переменных могут быть подвергнуты моделированию для определения граничных условий для химических характеристик вытесняющей воды, которые

соответствуют введенному верхнему пределу допустимых потерь растворенных соединений монофосфатов.

Далее может быть выбрана вытесняющая вода, имеющая состав с химическими характеристиками в пределах граничных значений, и/или
5 подготовлена для нагнетания в нефтяной пласт, после нагнетания водяной пробки вытесняющего флюида на водной основе, имеющей постоянные химические характеристики.

Моделирование может быть повторено с использованием различных допустимых уровней потерь растворенных соединений монофосфатов и,
10 опционально, различных заранее установленных поровых объемов вытесняющей воды, для оптимизации граничных значений химических характеристик вытесняющей воды так, чтобы могла быть выбрана вытесняющая вода с химическими характеристиками, способствующими снижению потерь растворенных соединений монофосфатов, возникающих из-за дисперсного
15 смешивания вытесняющей воды с пробкой вытесняющего флюида на водной основе. Для специалиста понятно, что каждая из нескольких вытесняющих вод обладает отличающимися химическими характеристиками, и каждая из химических характеристик, вводимых в геохимическую и в статистическую модели, может быть независимо изменена в пределах этих моделей.

20 Если для использования в качестве вытесняющей воды имеются различные воды с различными химическими характеристиками, прогнозирующее выражение (например, уравнение (1) и/или уравнение (3), или любое другое подходящее прогнозирующее выражение) позволяет определить, какая из этих вод имеет химические характеристики, соответствующие граничным условиям.

25 Предпочтительно, прогнозирующее выражение может быть использовано для определения оптимальной воды для использования в качестве вытесняющей воды, например, воды, обладающей химическими характеристиками, попадающими в наиболее узкий диапазон граничных условий (например, граничных условий, имеющих наименьшие допустимые потери растворенных
30 соединений монофосфатов). Согласно некоторым особенностям, при выборе источника воды для вытесняющей воды также можно учитывать другую информацию, например, стоимость, доступность и т.п. Таким образом, прогнозирующее выражение, полученное согласно описанным здесь способам,

может быть использовано для выбора имеющейся вытесняющей воды, которая, согласно прогнозу, удовлетворяет заданному уровню допустимых потерь растворимых соединений монофосфатов при дисперсном смешивании вытесняющей воды с вытесняющим флюидом на водной основе по заднему фронту инжектированной пробки вытесняющего флюида на водной основе.

Предпочтительно, вытесняющая вода может быть выбрана среди встречающейся в природе воды, имеющейся в пункте нагнетания, например, морской воды, воды эстуария, солоноватой воды, пластовой воды, минерализованной воды водоносного слоя, или их смеси. Как правило, такие воды имеют относительно высокое содержание осаждающих катионов-прекурсоров, включая катионы кальция и магния. В альтернативном случае, вытесняющей водой может быть природная вода с низким уровнем осаждающих катионов-прекурсоров, например, речная вода или озерная вода. В том случае, когда установлено, что использование имеющейся природной воды (вод) в качестве вытесняющей воды приведет к превышению допустимых уровней потерь растворенных соединений монофосфатов, может оказаться необходимым изменить химические характеристики природной воды, например, снижением pH природной воды путем добавления кислоты или удалением осаждающих катионов-прекурсоров посредством опреснения природной воды (например, пропусканием воды через мембрану обратного осмоса) или селективным удалением осаждающих катионов-прекурсоров (например, пропусканием воды через нанофильтрационную мембрану, задерживающую многовалентные ионы).

Потери соединений монофосфатов при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой нефтяного пласта по фронту потока вытесняющего флюида на водной основе могут быть смоделированы с использованием любой подходящей геохимической модели, имеющей модуль переноса и смешивания, модуль комплексообразования и модуль осаждения, например, программное обеспечение PHREEQC, разработанное Геологической Службой США (USGS), или программное обеспечение Geochemist's Workbench, разработанное компанией Aqueous Solutions LLC. Когда порция вытесняющего флюида на водной основе нагнетается в нефтяной пласт, геохимическая модель также может быть использована для моделирования потерь растворенных соединений монофосфатов при дисперсном смешивании вытесняющей воды с

вытесняющим флюидом на водной основе по заднему фронту порции этой воды. Специалисту должно быть понятно, что геохимическая модель обеспечивает взаимодействие модуля смешивания, модуля комплексообразования и модуля осаждения так, что моделирование смешивания, комплексообразования и осаждения может выполняться моделью одновременно.

Модулем смешивания геохимической модели может быть модуль порционного смешивания (периодического действия), включающий первую ячейку, вторую ячейку и третью ячейку, причем первый объем одной из нескольких различных вытесняющих флюидов на водной основе вводится в первую ячейку, второй объем одной из нескольких различных попутных вод или вытесняющей воды вводится во вторую ячейку, а доля флюида, содержащейся в первой ячейке, и доля флюида, содержащейся во второй ячейке, смешиваются в третьей ячейке. Далее используются модули комплексообразования и осаждения для вычисления равновесных концентраций растворенных соединений монофосфатов в получившейся в результате смешивания части(-ях) при различных условиях в нефтяном пласте, например при разных температурах. Вычисления могут быть повторены при использовании различных комбинаций одной из нескольких из различных вытесняющих флюидов на водной основе и одной из нескольких различных попутных вод или вытесняющих вод. Таким путем в системе порционного смешивания могут быть смешаны различные доли вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды или вытесняющей воды. Доли вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды или вытесняющей воды, смешанные в третьей ячейке, определяются с использованием введенного значения дисперсности и введенного парциального порового объема вытесняющего флюида на водной основе.

Предпочтительно, модулем смешивания может быть модуль переноса и смешивания, например, одномерный модуль переноса и смешивания или трехмерный модуль переноса и смешивания. Одномерным модулем переноса и смешивания может быть однофазный одномерный модуль переноса и смешивания. Предпочтительно, геохимическая модель включает одномерный модуль переноса и смешивания, имеющий несколько ячеек (резервуаров), установленных последовательно, через которые передвигают (смещают) текущие среды. Полное число последовательно установленных ячеек выбирается так,

чтобы вместить один поровый объем текучей среды. Соответственно, доля ячеек выбирается так, чтобы поместить парциальный объем текучей среды. При моделировании нагнетания вытесняющего флюида на водной основе, каждая из последовательно соединенных ячеек исходно содержит попутную воду и, для

5 каждого смещения, вытесняющий флюид на водной основе вводится в первую ячейку в последовательности ячеек, флюиды, находящиеся в первой и включенных далее ячейках, передвигаются (смещаются) в следующую последовательно соединенную ячейку, а флюиды, извлекаемые из последней ячейки в последовательности, не рассматриваются. Таким образом, если имеется

10 n ячеек, введение одного порового объема вытесняющего флюида на водной основе потребует n передвижений. Обычно число n ячеек в модуле переноса и смешивания составляет по меньшей мере 10, предпочтительно, от 10 до 100. Смешивание между вытесняющим флюидом на водной основе и попутной водой начинается, когда вытесняющий флюид на водной основе последовательно

15 проходит через каждую ячейку в цепи, причем степень смешивания в каждой ячейке определяется, исходя из значения вводимой дисперсности. Таким образом, смешивание усиливается как при увеличении дисперсности, так и с увеличением нагнетаемого порового объема вытесняющего флюида на водной основе (например, с ростом числа передвижений). Для каждого передвижения

20 используется модуль комплексообразования и модуль осаждения для определения равновесных потерь растворенных соединений монофосфатов в одной или более из ячеек. Для специалиста должно быть понятно, что по мере смещения флюидов, вытесняющий флюид на водной основе и попутная вода могут стать полностью смешанными в одной из ячеек из последовательности и, в

25 конце концов, смешивание флюидов может распространиться и на остальные последовательно соединенные ячейки.

Когда моделирование перемещения пробки вытесняющего флюида на водной основе выполняется с использованием последовательности ячеек, размер пробки вытесняющего флюида на водной основе, предпочтительно, выбирается

30 таким, что часть пробки остается нетронутой при передвижении флюидов по цепочке ячеек, например, пробка целиком не испытывает дисперсного смешивания ни с попутной водой по переднему фронту пробки, ни с вытесняющей водой по заднему фронту пробки. Специалисту понятно, что

минимальный размер "неизменной" пробки будет увеличиваться с увеличением дисперсности. Если моделирование показывает, что пробка не остается неизменной в модуле переноса для введенного значения дисперсности, количество вытесняющего флюида на водной основе, введенного в последовательность ячеек (т.е., размер пробки) может быть увеличено и моделирование переноса может быть повторено. Вытесняющий флюид на водной основе добавляется в первую ячейку последовательности ячеек по мере передвижения (смещения) флюидов через ячейки, пока в последовательность ячеек не будет введен требуемый парциальный поровый объем вытесняющего флюида на водной основе. После этого, для каждого передвижения, в первую ячейку последовательности вводится вытесняющая вода, пока эта вода не будет передвинута (смещена) через каждую из ячеек в последовательности. Смешивание между вытесняющей водой и вытесняющим флюидом на водной основе происходит по мере продвижения вытесняющего флюида на водной основе через каждую из последовательности ячеек, причем степень смешивания в каждой ячейке определяется, исходя из значения введенной дисперсности.

Как правило, модуль комплексообразования геохимической модели включает экспериментально определенные химические равновесия для растворенных химических соединений, включая как растворенные соединения монофосфатов, так и нефосфатные растворенные соединения, для которых химические равновесия задаются в виде уравнений, являющихся функциями температуры и pH. При необходимости, в модуль комплексообразования могут быть введены дополнительные экспериментально определенные данные химических равновесий или известные среди специалистов данные химических равновесия, например, химического равновесия для гидролиза соединений полифосфатов.

Как правило, модуль осаждения геохимической модели включает экспериментально определенные данные равновесий растворимости для химических соединений, в котором равновесия растворимости задаются в форме уравнений, являющихся функцией температуры и pH. В частности, данные равновесия растворимости включают данные равновесия растворимости для фосфатных солей или фосфорных кислот в твердом состоянии в равновесии с водными растворами фосфатных солей или фосфорных кислот, соответственно,

и данные равновесия растворимости для минералов, содержащих фосфаты в твердом состоянии в равновесии с водными растворами этих минералов.

5 Как правило, химические соединения, выпадающие в осадок, определены в модуле осаждения. Эти химические соединения включают водорастворимые фосфатные соли осаждающих катионов-прекурсоров, минералы фосфатов, содержащие осаждающие катионы-прекурсоры и, опционально, не растворимые в воде соли или минералы, например карбонат кальция, карбонат магния или карбонатные минералы.

10 Видно, что модуль комплексообразования определяет химические соединения, имеющиеся в водном растворе, при условиях моделирования, в то время как модуль осаждения определяет значения насыщения для этих соединений и, следовательно, потери растворенных соединений монофосфатов из-за выпадения в осадок нерастворимых фосфатных соединений в условиях моделирования.

15 Для специалиста должно быть понятно, что потери растворенных соединений монофосфатов могут быть определены для каждой комбинации текучих сред при условиях моделирования следующим образом:
[общее количество фосфатов, осажденных из моделируемой системы]/[общее количество фосфатов, инжектированных в моделируемую систему]

20 Потери растворенных соединений монофосфатов могут быть представлены в виде части, либо процентного отношения исходной концентрации растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе, например в виде молярной части или молярного процентного отношения. Потери растворенных соединений монофосфатов основаны на
25 общем количестве молей растворенных соединений монофосфатов, включая моли растворенных соединений монофосфатов, обусловленных водорастворимыми солями монофосфатов или ортофосфорной кислоты, или гидролизом водорастворимой соли полифосфатов или полифосфорной кислоты.

30 Количество прогонов моделирующей программы с использованием геохимической модели для генерирования данных, вводимых в статистическую модель, может превышать 1000, в частности, превышать 10000, предпочтительно, более 50000, наиболее предпочтительно – более 100000.

Статистическая модель используется для определения корреляций между потерями растворенных соединений монофосфатов и (i) химическими характеристиками вытесняющего флюида на водной основе, (ii) химическими характеристиками попутной воды, (iii) физическими характеристиками нефтяного пласта, например, дисперсностью и температурой и (iv) инжектированными поровыми объемами вытесняющего флюида на водной основе, позволяющими генерировать прогнозирующее выражение (например, уравнение (1) и/или уравнение (3), либо любое другое подходящее прогнозирующее выражение).

Аналогично, статистическая модель может быть использована для определения корреляций между потерями растворенных соединений монофосфатов и (i) химическими характеристиками вытесняющего флюида на водной основе, (ii) химическими характеристиками вытесняющей воды, (iii) физическими характеристиками нефтяного пласта, например, дисперсностью и температурой, и (iv) нагнетаемыми поровыми объемами вытесняющей воды, что позволяет генерировать константы, используемые в прогнозирующем выражении (например, в уравнении (1) и/или уравнении (3), либо любом другом подходящем прогнозирующем выражении).

Для определения прогнозирующего уравнения и/или параметров или констант, используемых в прогнозирующем уравнении, в статистическую модель может быть введено уравнение, содержащее произвольные или случайные значения для коэффициентов набора переменных параметров, которые влияют на осаждение нерастворимых фосфатных соединений, а значит, и потерь растворенных соединений монофосфатов. С использованием статистической модели может быть выполнена многопараметрическая оптимизация регулированием значений одного или более коэффициентов, для получения модифицированного (потенциального) уравнения и сравнением выходного результата модифицированного (потенциального) уравнения с вычисленными потерями растворенных соединений монофосфатов для моделирований, выполняемых посредством геохимической модели. Статистическая модель продолжает подбирать одно или более из значений коэффициентов для получения следующих модифицированных (потенциальных) уравнений, пока не будет получено оптимизированное уравнение,

демонстрирующее хорошее совпадение для вычисленных потерь растворенных монофосфатов при выполнении моделирований с использованием геохимической модели. Таким образом, в процессе оптимизации производится сравнение потерь растворенных соединений монофосфатов (например, количества осажденных нерастворимых фосфатных соединений), предсказанных 5 каждым модифицированным (потенциальным) уравнением, с данными геохимической модели, и может быть проведен анализ суммы квадратов остаточных погрешностей (ОСК – остаточная сумма квадратов) для определения того, насколько осажденное количество нерастворимых фосфатных соединений 10 (потери растворимого фосфата), предсказанное модифицированным (потенциальным) уравнением, отличается от вычисленных потерь растворенных соединений монофосфатов, полученных на геохимических моделях. Таким образом, ОСК анализ является мерой расхождения между потерями 15 растворенных соединений монофосфатов (например, количества осажденных нерастворимых фосфатных соединений) предсказанными модифицированным (потенциальным) уравнением, и потерями растворенных соединений монофосфатов, определенных с использованием геохимической модели. Соответственно, небольшая величина ОСК свидетельствует о хорошем соответствии модифицированного (потенциального) уравнения данным 20 геохимической модели. Таким образом, статистическая модель выполняет итерационную оптимизацию уравнения путем выбора одного или более модифицированных уравнений с малыми значениями ОСК для дальнейшей оптимизации. При этом оптимизированные уравнения, выдаваемые статистической моделью, являются наилучшими из модифицированных 25 (потенциальных) уравнений, поскольку они дают наилучшее приближение к набору данных геохимического моделирования. Для того чтобы определить рабочий диапазон для потерь растворенных соединений монофосфатов из-за осаждения нерастворимых фосфатных соединений, уравнение (1) и/или уравнение (3) могут быть записаны в форме неравенства, определяющего 30 максимально допустимые потери растворенных соединений монофосфатов.

Может быть использован и другой способ подгонки уравнения к геохимическим данным, например, другие методы статистического анализа или формирующий алгоритм.

Полученные в результате моделирования потери растворенных соединений монофосфатов могут быть обратно адаптированы к измерительным данным, полученным из лабораторных экспериментов, в которых различные комбинации одной из нескольких различных вытесняющих флюидов на водной основе, содержащих водные растворы по меньшей мере одной водорастворимой неорганической фосфатной соли и одной из нескольких различных попутных вод или вытесняющих вод, содержащих водные растворы по меньшей мере одной соли осаждающего катиона-прекурсора (например, многовалентного катиона), смешиваются в различных объемных соотношениях и при различных температурах, и в которых полученные смеси анализируются на содержание растворенных соединений монофосфатов.

Геохимическое моделирование может быть использовано либо для определения граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе, которые, если их соблюдать, не приведут к образованию осадка нерастворимых фосфатных соединений, либо граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе, которые, при их соблюдении, обеспечат приемлемые потери растворенных соединений монофосфатов.

Различные граничные значения для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе могут быть определены для разных вводимых допустимых уровней потерь растворенных соединений монофосфатов, например, 15%, 25% или 50% (в молях) потерь растворенных соединений монофосфатов. Граничные значения для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе могут быть определены для различных парциальных поровых объемов инжектированной вытесняющего флюида на водной основе (например, для 0,25, 0,5, 0,75, 1,0 или 2,0 поровых объемов инжектированной вытесняющего флюида на водной основе).

Различные граничные значения для химических характеристик опциональной вытесняющей воды могут быть определены для разных вводимых допустимых уровней потерь растворенных соединений монофосфатов, например, 15%, 25% или 50% (в молях) потерь растворенных соединений монофосфатов. Граничные значения для химических характеристик вытесняющей воды могут быть определены для различных парциальных поровых объемов

инжектированной вытесняющей воды (например, для 0,25, 0,5, 0,75, 1,0 или 2,0 поровых объемов инжектированной вытесняющей воды).

Специалисту должно быть понятно, что граничные значения для вытесняющего флюида на водной основе и для опциональной вытесняющей воды сужаются с уменьшением допустимых уровней потерь растворенных соединений монофосфатов.

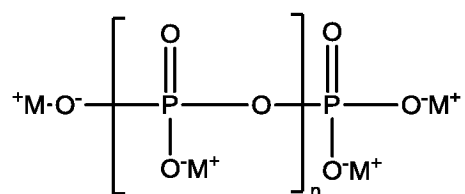
Специалисту должно быть понятно, что водородный показатель pH вытесняющего флюида на водной основе или воды может быть отрегулирован так, чтобы он попадал в пределы этих граничных значений. Таким образом, если pH слишком мал, pH может быть увеличено добавлением основания, например, гидроксида металла Группы IA (например, гидроксида натрия или гидроксида калия) или гидроксида аммония, или, если pH слишком велик, pH может быть снижен добавлением кислоты, например, хлорно-водородной или бромисто-водородной кислоты. Использование серной кислоты следует избегать из-за риска формирования осадка нерастворимого сульфата бария при дисперсном смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой.

Водорастворимая неорганическая фосфатная соль(-и), используемая в геохимической модели, включает монофосфаты металла Группы IA, или монофосфаты аммония, имеющие изменяющиеся отношения противокатионов металла Группы IA или противокатионов (M^+) аммония к контркатонам (H^+) водорода. Противокатионы металла Группы IA могут быть выбраны из катионов лития, натрия, калия, рубидия и цезия, и в наиболее предпочтительном случае, выбираются из солей натрия и калия. Противокатионы монофосфатов аммония, предпочтительно, имеют общую формулу $[NR^1R^2R^3R^4]^+$, где R^1 , R^2 , R^3 и R^4 независимо выбираются из H и алкильной группы, в частности, метила, этила, *n*-пропила, изопропила, *n*-бутила, изобутила и третбутила. Соли монофосфатов в модели могут быть выбраны из дигидрофосфата лития (LiH_2PO_4), гидрофосфата лития (Li_2HPO_4), фосфата лития (Li_3PO_4), дигидрофосфата натрия (NaH_2PO_4), гидрофосфата натрия (Na_2HPO_4), фосфата натрия (Na_3PO_4), дигидрофосфата калия (KH_2PO_4), гидрофосфата калия (K_2HPO_4), фосфата калия (K_3PO_4), дигидрофосфата рубидия (RbH_2PO_4), гидрофосфата рубидия (Rb_2HPO_4), фосфата рубидия (Rb_3PO_4), дигидрофосфата цезия (CsH_2PO_4), гидрофосфата цезия

(Cs₂HPO₄), фосфата цезия (Cs₃PO₄), дигидрофосфата аммония ((NH₄)H₂PO₄), гидрофосфата аммония ((NH₄)₂HPO₄), фосфата аммония ((NH₄)₃PO₄), дигидрофосфата тетраметиламмония ((NMe₄)H₂PO₄), гидрофосфата тетраметиламмония ((NMe₄)₂HPO₄), фосфата тетраметиламмония ((NMe₄)₃PO₄), дигидрофосфата тетраэтиламмония ((Net₄)H₂PO₄), гидрофосфата тетраэтиламмония ((Net₄)₂HPO₄), фосфата тетраэтиламмония ((Net₄)₃PO₄), и их смесей.

В случае водорастворимых неорганических солей полифосфатов или полифосфорных кислот, геохимическая модель предполагает, что анионы полифосфатов гидролизуются до термодинамически управляемых продуктов реакции гидролиза, как правило, анионов монофосфатов. Таким образом, неорганические соли полифосфатов или полифосфатные кислоты можно рассматривать как прекурсоры соединений монофосфатов.

Таким образом, специалисту должно быть понятно, что одна или более водорастворимых неорганических солей полифосфатов могут быть использованы в качестве прекурсоров соединений монофосфатов. Эти прекурсоры могут быть выбраны из соли полифосфатов с линейной структурой, соли полифосфатов с разветвленной структурой и соли полифосфатов с циклической структурой, имеющей изменяющиеся соотношения одновалентных противокатионов к водородным противокатионам. Солью полифосфата с линейной структурой может быть соль полифосфата с общей формулой:



где n – целое число от 1 до 4, предпочтительно, от 1 до 3, в частности, от 1 до 2, M⁺ представляет противокатион, выбранный из катионов щелочных металлов, катионов аммония и, опционально, катионов водорода.

Предпочтительными противокатионами щелочных металлов являются Na⁺ или K⁺. Предпочтительные противокатионы аммония имеют общую формулу [NR¹R²R³R⁴]⁺, где R¹, R², R³ и R⁴ независимо выбираются из H и алкильной группы, предпочтительно, алкильной группы, имеющей от 1 до 10 атомов

углерода, в частности, метила, этила, пропила и бутила. Предпочтительные линейные полифосфаты включают пирофосфаты, триполифосфаты, тетраполифосфаты и пентаполифосфаты.

5 Модель также работает с циклическими полифосфатами, имеющими общую формулу $M^+_y(PO_3^-)_y$, где y – целое число от 3 до 8, в частности, от 3 до 4, M^+ - одновалентный противокатион в соответствии с приведенным выше определением для линейных полифосфатов как прекурсоров соединений
10 монофосфатов. В приближенном представлении, величина x для таких циклических полифосфатов после гидролиза для соединений монофосфатов может быть принята равной 1. Предпочтительные соли циклических полифосфатов, которые могут быть использованы в качестве прекурсоров соединений монофосфатов, включают триметафосфаты, тетраметафосфаты, пентаметафосфаты и гексаметафосфаты. Значение параметра x для гидролизованного производного монофосфата может быть скорректировано в
15 модели путем изменения pH.

Другие неорганические соли полифосфатов, которые могут использоваться в геохимической модели в качестве прекурсоров анионов монофосфатов, включают полидисперсные смеси полифосфатов, имеющие общую формулу $M_{(n+2)}P_nO_{(3n+1)}$, где M является одновалентным противокатионом, определенным
20 выше для линейных полифосфатов, а n определяет степень полимеризации. Полидисперсная соль преимущественно содержит линейные неразветвленные полифосфаты, хотя в соли также могут присутствовать циклические полифосфаты очень низкого уровня. Степень n полимеризации имеет полидисперсное распределение с интервалом значений n от 2 до 10^6 . Значение
25 параметра x для гидролизованного производного монофосфатов может регулироваться в модели путем изменения pH.

Справедливость геохимической модели может быть подтверждена экспериментами по заводнению кернa, выполненными с использованием
30 вытесняющих флюидов на водной основе с химическими характеристиками, находящимися в диапазоне граничных значений, и вытесняющих флюидов на водной основе с химическими характеристиками за пределами диапазона граничных значений. В каждом случае, прогон геохимической модели может быть выполнен при температуре и pH эксперимента по заводнению кернa, с

использованием композиций попутной воды и вытесняющего флюида на водной основе, применяемых в эксперименте по заводнению керна. Прогнозируемые потери растворенных соединений монофосфатов, определенные при использовании модели, могут быть сопоставлены с измеренными потерями растворенных соединений монофосфатов в эксперименте по заводнению, в котором потери растворенных фосфатных соединений определены сравнением концентрации растворенных соединений монофосфатов инжектированного вытесняющего флюида на водной основе с концентрацией растворенных соединений монофосфатов в водном стоке, полученном из образца керна.

Как было показано выше, моделирование может быть выполнено с использованием системы с геохимической моделью. Согласно некоторым особенностям, моделирование может быть выполнено с использованием одного или более процессоров, связанных с запоминающим устройством, содержащим геохимическую модель (включая модуль переноса и смешивания, модуль комплексообразования и модуль осаждения) и/или одним или более запоминающими устройствами (например, одной или более удаленных или локальных баз данных), хранящими лабораторные или экспериментальные данные, данные за прошедшие периоды, данные по нефтяному пласту и т.д. Система моделирования и соответствующие методы, раскрытые в настоящем описании, могут быть выполнены на компьютере или другом устройстве, содержащем процессор. На фиг. 2 представлена компьютерная система 280, пригодная для осуществления одного или более раскрытых здесь вариантов выполнения, например, устройства получения и обработки данных или любой его части. Компьютерная система 280 включает процессор 282 (который может быть назван центральным процессором или ЦП), связанный с запоминающими устройствами, включающими вспомогательное запоминающее устройство 284, постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) 286, оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) 288, устройства 290 ввода/вывода (I/O) и сетевые устройства 292 передачи данных. Процессор 282 может быть выполнен в виде одной или более интегральных схем ЦП.

Понятно, что при программировании и/или загрузке исполняемых команд в компьютерную систему 280, изменяется по меньшей мере одно из устройств – ЦП 282, ОЗУ 288 и ПЗУ 286, отчасти преобразуя компьютерную систему 280 в

специальную машину или устройство, обладающее новой функциональностью, описанной в настоящем раскрытии. В электронике и разработке программного обеспечения принципиальным является то, что функциональность, которая может быть сообщена загрузкой исполняемого ПО в компьютер, может быть

5 преобразована в аппаратную реализацию выполнением известных правил проектирования. Выбор осуществления замысла между программной или аппаратной реализацией обычно определяется скорее соображениями устойчивости реализации и количеством узлов, которые необходимо изготовить, нежели проблемами, связанными с переходом из программной области в

10 аппаратную. Как правило, техническое решение, которое будет подвергаться частым изменениям, предпочтительнее осуществлять посредством программ, поскольку переделка при аппаратной реализации является более затратной процедурой, чем реализация нового программного решения. Обычно установившаяся конструкция, которая изготавливается большими партиями,

15 более предпочтительна для аппаратной реализации, например специализированная интегральная схема (ASIC – от англ. application specific integration circuit), поскольку для больших партий аппаратная реализация может оказаться дешевле программной реализации. Часто техническое решение может быть разработано и испытано в программной форме, после чего преобразовано

20 согласно известным правилам, в эквивалентную аппаратную форму с специализированными ИС, которые аппаратно реализуют команды программы. Так же, как и машина, управляемая новой ASIC, становится специальной машиной или устройством, так и компьютер, запрограммированный и/или загруженный исполняемыми командами, можно рассматривать как специальную

25 машину или устройство.

Далее, после включения и загрузки системы 280, ЦП 282 может исполнять компьютерную программу или приложение. Например, ЦП 282 может исполнять программу или встроенное ПО, хранящееся в ОЗУ 286 или загруженное в ПЗУ 288. В некоторых случаях, при загрузке и/или инициировании приложения ЦП

30 282 может скопировать приложение или его части из вспомогательного ЗУ 284 в ОЗУ 288, или в область памяти в самом ЦП 282, после чего ЦП 282 может исполнить команды, из которых состоит приложение. В некоторых случаях ЦП 282 может скопировать приложение или его части из памяти, доступ к которой

осуществляется через сетевые устройства 292 передачи данных или устройства 290 ввода/вывода, в ОЗУ или область памяти в ЦП 282, а ЦП 282 может затем исполнить команды, из которых состоит приложение. Во время выполнения программы, приложение может загружать команды в ЦП 282, например,

5 загружать некоторые из программ приложения в кэш-память ЦП. В некоторых случаях, исполняемое приложение может сконфигурировать ЦП 282 для выполнения какой-либо операции, например, сконфигурировать ЦП 282 для выполнения функции или функций, поддерживаемых соответствующим приложением. Когда ЦП 282 сконфигурирован приложением таким образом, он
10 становится специализированным компьютером или специализированной машиной.

Вспомогательная память 284 обычно состоит из одного или более дисководов или ленточных накопителей и используется для постоянного хранения данных и как устройство хранения избытка данных, если объем ОЗУ
15 288 недостаточен для хранения всех рабочих данных. Вспомогательное ЗУ 284 может быть использовано для хранения программ, которые загружены в ОЗУ 288, когда эти программы выбраны для исполнения. ПЗУ 286 используется для хранения команд и, возможно, данных, которые считываются в процессе исполнения программы. ПЗУ 286 представляет собой энергонезависимое
20 запоминающее устройство, обычно имеющее память небольшой емкости по сравнению с большей емкостью вспомогательного ЗУ 284. ОЗУ 288 используется для хранения меняющихся данных и, возможно, для сохранения команд. Скорость доступа к ПЗУ 286 и ОЗУ 288 обычно выше, чем к вспомогательному ЗУ 284. Вспомогательное ЗУ 284, ОЗУ 288 и/или ПЗУ 286 в некоторых
25 контекстах могут быть названы машиночитаемым носителем данных и/или физической машиночитаемой средой.

Устройства 290 ввода/вывода могут включать принтеры, видеомониторы, жидкокристаллические дисплеи (ЖК-дисплеи), сенсорные дисплеи, клавиатуры, клавишные панели, переключатели, диски набора, манипуляторы "мышь",
30 трекболы, распознаватели голоса, кардридеры, устройства ввода с перфоленты или другие хорошо известные устройства ввода.

Сетевое устройство 292 передачи данных может иметь вид модема, банка модемов, Ethernet-плат, интерфейсных карт универсальной последовательной

шины (USB), последовательные интерфейсы, карты кольцевой сети с маркерным доступом (сеть Token Ring), карты интерфейса оптоволоконной передачи данных (FDDI – от англ. fiber distributed data interface), карты беспроводной локальной сети (WLAN – от англ. wireless local area network), карты РЧ приемопередатчика, обеспечивающие радиосвязь с использованием протоколов, например, кодового разделения каналов с многостанционным доступом (CDMA – от англ. code division multiple access), глобальной системы мобильной связи (GSM - от англ. global system for mobile communications), оконечной аппаратуры волоконнооптической линии связи (LTE – от англ. long term evolution), глобальной сети с протоколом широкополосной радиосвязи (WiMAX – от англ. worldwide interoperability for microwave access), коммуникации ближнего поля (NFC – от англ. near field communications), радиочастотной идентификации (RFID – от англ. radio frequency identification) и/или других карт протокола радиоинтерфейса РЧ приемопередатчиков, а также других хорошо известных сетевых устройств. Эти сетевые устройства 292 передачи данных могут обеспечивать связь процессора 282 с интернетом или одной или более внутрикорпоративными сетями. Предполагается, что при таких сетевых связях процессор 282 может получать информацию из сети, либо может выдавать информацию в сеть в процессе выполнения шагов описанного выше способа. Такая информация, обычно представляемая как последовательность команд для исполнения с использованием процессора 282, может быть принята из сети и выдана в сеть, например, в форме сигнала компьютерных данных, модулирующих волну несущей частоты.

Подобная информация, включающая данные или команды для исполнения с использованием процессора 282, может, например, приниматься из сети и выдаваться в сеть, например в форме группового модулирующего сигнала компьютерных данных или сигнала, заключенного в несущей радиоволне. Групповой модулирующий сигнал или сигнал, заключенный в несущем колебании, или сигналы других типов, используемые в настоящее время, или разрабатываемые в будущем, могут генерироваться в соответствии с принципами, хорошо известными специалистам. Групповой модулирующий сигнал и/или сигнал, заключенный в несущем колебании, может называться в некоторых контекстах промежуточным сигналом.

Процессор 282 исполняет команды, коды, компьютерные программы, командные файлы, к которым он имеет доступ с жесткого диска, дискеты, оптического диска (эти различные системы, основанные на дисках, все могут рассматриваться как вспомогательное ЗУ 284), флэш-памяти, ПЗУ 286, ОЗУ 288
5 или сетевых устройств 292 передачи данных. Хотя на блок-схеме показан только один процессор 282, могут использоваться и несколько процессоров. Таким образом, считая, что команды исполняются процессором, они могут исполняться одновременно, последовательно, либо исполняться одним или несколькими процессорами. Команды, коды, компьютерные программы, командные файлы
10 и/или данные, которые могут быть доступны со вспомогательного ЗУ 284, например, с жесткого диска, дискеты, оптического диска и/или другого устройства, ПЗУ 286, и/или ОЗУ 288, могут быть считаться в некоторых случаях физическими командами и/или физической информацией.

В варианте выполнения, компьютерная система 280 может содержать два
15 или более компьютеров, связанных друг с другом и взаимодействующих в решении задачи. Например, помимо прочего, приложение может быть разделено таким образом, чтобы обеспечить одновременную и/или параллельную обработку команд приложения. В другом случае, данные, обрабатываемые приложением, могут быть разделены так, чтобы позволить одновременную и/или
20 параллельную обработку различных частей совокупности данных двумя или более компьютерами. В варианте выполнения, компьютерной системой 280 может быть использовано ПО виртуализации для обеспечения функциональности нескольких серверов, которые не имеют прямой связи к ряду компьютеров компьютерной системы 280. Например, ПО виртуализации может
25 обеспечить наличие двадцати виртуальных серверов на четырех физических компьютерах. В варианте выполнения, раскрытая выше функциональность может обеспечиваться исполнением приложения и/или приложений в облачной вычислительной среде. Облачные вычисления могут включать предоставление вычислительных услуг через сетевое подключение с использованием
30 динамически расширяемых вычислительных ресурсов. Облачные вычисления могут поддерживаться, по меньшей мере отчасти, ПО виртуализации. Облачная вычислительная среда может быть организована предприятием и/или арендована для использования по мере надобности от стороннего провайдера. Некоторые

облачные вычислительные среды могут содержать облачные вычислительные ресурсы, принадлежащие предприятию и управляемые им, также как и наемные и/или арендованные облачные вычислительные ресурсы, полученные от стороннего провайдера.

- 5 В варианте выполнения, раскрытая выше функциональность, частично или полностью, может быть представлена в виде компьютерного программного продукта. Компьютерный программный продукт может включать один или более машиночитаемых носителей данных, имеющих используемый компьютером программный код, реализованный на нем для осуществления раскрытой выше
- 10 функциональности. Компьютерный программный продукт может содержать структуры данных, исполняемые команды и другой используемый компьютером программный код. Компьютерный программный продукт реализован в съемном носителе для хранения компьютерных данных и/или несъемном носителе для хранения компьютерных данных. Съемный машиночитаемый носитель для
- 15 хранения компьютерных данных может включать, помимо прочего, бумажную ленту, магнитную ленту, магнитный диск, оптический диск, твердотельную карту памяти, например, аналоговую магнитную ленту, магнитный диск, компакт-диски постоянной памяти (CD-ROM), гибкие диски, флэшки, цифровые карты, мультимедийные карты и др. Компьютерный программный продукт
- 20 может быть приспособлен для загрузки, посредством компьютерной системы 280, по меньшей мере частей содержания компьютерной программы во вспомогательное ЗУ 284, в ПЗУ 286, в ОЗУ 288 и/или в другую энергонезависимую память и энергозависимую память компьютерной системы 280. Процессор 282 может выполнять обработку исполняемых команд и/или
- 25 структур данных с использованием удаленного доступа к компьютерному программному продукту, например, путем загрузки исполняемых команд и/или структур данных из удаленного сервера через сетевые устройства 292 передачи данных. Компьютерный программный продукт может содержать команды, вызывающие загрузку или копирование данных, структур данных и/или
- 30 исполняемых команд во вспомогательную память 284, ПЗУ 286, ОЗУ 288 и/или другую энергонезависимую память и энергозависимую память компьютерной системы 280.

В некоторых случаях, вспомогательное ЗУ 284, ПЗУ 286 и ОЗУ 288 могут считаться физической машиночитаемой средой или машиночитаемым носителем данных. Вариант выполнения ОЗУ 288 в виде динамического ОЗУ, по аналогии, может считаться физической машино-читаемой средой в том смысле, что хотя динамическое ОЗУ получает электропитание и работает, согласно своему назначению, например, при включенной и работающей компьютерной системе 280, динамическое ОЗУ сохраняет информацию, записанную в нем. Аналогично, процессор 282 может содержать внутреннее ОЗУ, внутреннее ПЗУ, кэш-память и/или другие внутренние физические устройства, секции или отделения хранения данных, которые, в некоторых случаях, могут считаться физической машино-читаемой средой или машиночитаемым носителем данных.

ПРИМЕРЫ

После описанного выше общего раскрытия изобретения, далее приводятся примеры частных вариантов выполнения раскрытия для демонстрации его использования и преимуществ. Понятно, что эти примеры приведены только для иллюстрации изобретения и не предназначены ни в какой мере для ограничения раскрытия и формулы изобретения.

Ряд моделирований смешивания вытесняющего флюида на водной основе с попутными водами выполнялся совместно с экспериментами по осаждению, для подтверждения моделирования. Моделирования проводились для изучения использования диапазона условий работы, согласно приведенному описанию.

Моделирования проводились с использованием программного обеспечения PHREEQC геохимического моделирования и его одномерного модуля переноса и смешивания (версия 3.2). Нагнетание различных поровых объемов (ПО) различных вытесняющих флюидов на водной основе (в диапазоне от 0,001 до 1 ПО) в нефтяной пласт, содержащий различные попутные воды, было промоделировано с использованием модуля переноса и смешивания (представленного обычно 100 ячейками, предварительно наполненными попутной водой) и при нескольких разных температурах, с несколькими значениями разных pH, а также различными значениями дисперсности. Низкие значения порового объема вытесняющего флюида на водной основе, используемые в моделировании, называются здесь "пробками". Моделирование включает нагнетание пробок различных вытесняющих флюидов на водной

основе, каждый из которых содержит раствор соли монофосфатов в воде с низкой соленостью (ВНС), после чего выполняется нагнетание чистой воды с низкой соленостью (без растворенных солей монофосфатов). Во всех нагнетаемых водных растворах, используемых в моделированиях, поддерживалось постоянное соотношение Са и Mg. Однако общее содержание растворенных твердых веществ (ОСРТВ) и полная часть двухвалентных катионов (основанная на ОСРТВ в ВНС) в вытесняющем флюиде на водной основе и чистой ВНС подвергались изменениям.

На фиг. 3 представлена схема моделирования согласно PHREEQC. Таблица 1 содержит сводку всех параметров, изменяемых в процессе моделирований. Всего было выполнено 470000 прогонов моделирования. В каждом моделировании был получен отдельный файл и использовались разные наборы входных параметров, а также различные условия моделирования. Входные и выходные данные PHREEQC обрабатывались с использованием языка программирования Python. Был создан общий стандартизованный файл со всеми выходными данными. Этот общий файл базы данных затем был использован в качестве основы для статистического анализа и вырабатывания прогнозирующего выражения.

Таблица 1

Параметр	Тип параметра переменный/вычисленный	Относится к
Общее содержание растворенных твердых веществ (ОСРТВ) в ВНС (мг/кг воды)	Переменный	ВНС
Концентрация фосфатных солей, нормированная к 1 ПО (мг/кг воды)	Переменный	пробка
Размер пробки (% ПО) [на фиг. 3 показан как параметр y]	Переменный	пробка
рН попутной воды	Переменный	нефтяной пласт
Температура (°C)	Переменный	нефтяной пласт
Концентрация двухвалентных катионов в ВНС (мг/кг воды)	Переменный	ВНС
Дисперсность (%)	Переменный	нефтяной пласт
Параметр y	Переменный	пробка

Параметр	Тип параметра переменный/вычисленный	Относится к
Двухвалентные катионы в ВНС (часть по массе от общего содержания растворенных твердых веществ в ВНС)	Переменный	LSSW
Общее содержание растворенных твердых веществ в попутной воде (мг/кг воды)	Переменный	нефтяной пласт
Концентрация двухвалентных катионов в попутной воде (мг/кг воды)	Переменный	нефтяной пласт
Исходная концентрация монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе (мг/кг воды)	Вычисленный	пробка
pH ВНС	Вычисленный	ВНС
pH вытесняющего флюида на водной основе	Вычисленный	пробка

Термодинамические константы для фосфатных соединений, уже содержащиеся в базе данных PHREEQC, были получены с использованием соляных растворов существенно отличающихся по составу и концентрации фосфатов, по сравнению с теми, что должны были быть подвергнуты моделированию. В результате, была проведена серия специальных экспериментов, посвященных осаждению, для подтверждения того, что термодинамические константы из базы данных PHREEQC применимы для смешивания моделируемых текучих сред.

Растворы, использованные в экспериментах по осаждению, были приготовлены на основе синтетической морской воды (МВ), которая была разбавлена чистой водой для создания различных композиций воды с низкой соленостью (ВНС), обладающих различным общим содержанием растворенных твердых веществ (ОСРТВ) и/или общей концентрацией двухвалентных катионов, но с одинаковым для всех отношением Са к Mg.

Было проведено пять экспериментов с двумя разными попутными водами (А и В) и вытесняющим флюидом (жидкостью) на водной основе, содержащем 1000 ppm монофосфата в ВНС. Значения pH для попутной воды и вытесняющего флюида на водной основе даны в Таблице 2. Попутные воды и вытесняющий флюид на водной основе далее смешивались в различных пропорциях для

воспроизведения дисперсного процесса, имеющего место в нефтяном пласте. Матрица эксперимента приведена в Таблице 2, а процедура эксперимента схематически пояснена на фиг. 4.

Таблица 2

Вытесняющий флюид на водной основе	Попутная вода
ВНС + 1000 ppm монофосфата (pH 5)	Попутная вода А (pH 6)
ВНС + 1000 ppm монофосфата (pH 5)	Попутная вода А (pH 8)
ВНС + 1000 ppm монофосфата (pH 5)	Попутная вода В (pH 5)
ВНС + 1000 ppm монофосфата (pH 5)	Попутная вода В (pH 6)
ВНС + 1000 ppm монофосфата (pH 5)	Попутная вода В (pH 7)

5

В каждом эксперименте попутная вода и вытесняющий флюид на водной основе смешивались в трех соотношениях 1:3, 1:1 и 3:1. Контрольные образцы попутных вод и вытесняющего флюида на водной основе также были сохранены для контроля качества (QC – от англ. quality control) и для отслеживания степени дрейфа pH. Для смешанных флюидов измерялись помутнение и pH, и образцы отбирались через 10 мин, 3 часа и 48 часов после смешивания попутных вод и вытесняющего флюида на водной основе. Отбирались как фильтрованные, так и нефилтрованные образцы, и консервировались с использованием азотной кислоты. Затем образцы подвергались анализу в лаборатории на все растворенные неорганические ионы (например, фосфора, натрия, кальция, магния, калия) с использованием Масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС) и Ионной хроматографии (ИХ).

Для каждого эксперимента использовались смеси вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды большого объема (1 л) для сведения к минимуму дрейфа pH и дегазации солевого раствора. Все эксперименты выполнялись при комнатной температуре 21°C без дополнительного управления атмосферой (бутыли были запечатаны и объем газа над уровнем флюида был сведен к минимуму).

Результаты экспериментов по осаждению были затем сопоставлены с предсказанным осаждением смешанного флюида, полученного с использованием PHREEQC. Результаты показывают, что PHREEQC может с хорошей точностью прогнозировать выпадение в осадок нерастворимых фосфатных соединений и изменения в параметрах раствора при смешивании вытесняющего флюида на

25

водной основе с попутной водой (например, изменение pH) для соединений монофосфатов при окружающих условиях.

Базовый анализ совокупности данных, полученных от PHREEQC, показывает, что осаждение нерастворимых фосфатных соединений хорошо коррелирует с параметром x (определенным выше). Осаждение нерастворимых фосфатных соединений также хорошо коррелирует со значением pH нагнетенного вытесняющего флюида на водной основе, хотя корреляция и не такая сильная, как для параметра x . Однако, оба параметра (x и pH) связаны друг с другом. Также была обнаружена корреляция между дисперсностью нефтяного пласта и начальной концентрацией соединений монофосфатов с потерей растворенных соединений монофосфатов за счет осаждения нерастворимых фосфатных соединений.

Результаты моделирования были использованы в соответствии со способами, описанными в настоящем раскрытии, для получения соотношения в уравнении (1) и (2) (даны выше). Остаточная среднеквадратичная ошибка (СКО), составляющая 6,8, была получена для прогнозирующего выражения, определяемого уравнением (1). Значение постоянных в уравнении (1) были определены с использованием данных, выданных PHREEQC, где a имеет значение 0,002164, b имеет значение 0,000023699, c имеет значение 0,3, d имеет значение 901,43, e имеет значение 34490,0, f имеет значение 25,378, g имеет значение 0,64178, h имеет значение -404,297, i имеет значение 0,083218, j имеет значение 0,0041599, k имеет значение -1 и l имеет значение 1,5. Таким образом, предложенные способы и системы могут быть использованы для определения прогнозирующего выражения, которое может быть далее использовано для определения рабочего диапазона для вытесняющего флюида на водной основе.

Аналогично, результаты моделирования были использованы в соответствии с описанными здесь способами для получения соотношения в уравнении (3) (приведено выше). Остаточная среднеквадратичная ошибка, составляющая 10,8, была получена для прогнозирующего выражения, определяемого уравнением (3). Значение постоянных в уравнении (3) были определены с использованием данных, выданных PHREEQC, где a имеет значение 0,00893358577866, b имеет значение 0,00001873911362, c имеет значение 0,3, d имеет значение -38,760711942606, e имеет значение 36612,4690660208, f имеет значение

22,3005918895281, g имеет значение 5,70150711512329, h имеет значение -511,44006033857, i имеет значение 0,14791108670263, j имеет значение -0,028208361561 и k имеет значение -2,6106766395516. Таким образом,

предложенные способы и системы могут быть использованы для определения

- 5 прогнозирующего выражения, которое может быть далее использовано для определения рабочего диапазона для вытесняющего флюида на водной основе. С учетом описанных в настоящем раскрытии различных систем и способов, различные особенности изобретения могут включать, помимо прочего:

Согласно первой особенности, реализованный с использованием

- 10 компьютера способ определения состава вытесняющего флюида для нагнетания в подземный нефтяной пласт, имеющий по меньшей мере один слой пористой и проницаемой пластовой породы, содержащей в своем поровом пространстве пластовую нефть и попутные воды, включает: моделирование ряда смесей, сформированных смешиванием каждой из нескольких вытесняющих флюидов на
- 15 водной основе с попутными водами одного или более составов для одного или более нефтяных пластов, причем каждый вытесняющий флюид на водной основе содержит водный раствор, содержащий растворенные фосфатные соединения, один или более составов попутной воды содержит по меньшей мере одно водорастворимое соединение катиона-прекурсора для нерастворимого
- 20 фосфатного соединения, а один или более нефтяных пластов имеет одну или более физическую характеристику; генерирование данных, свидетельствующих о потерях растворенных фосфатных соединений в каждой смеси из нескольких смесей, причем потери определяют использованием одной или более физических характеристик одного или более нефтяных пластов, определение одной или
- 25 более корреляций между (i) потерями растворенных фосфатных соединений и (ii) химическими характеристиками вытесняющего флюида на водной основе, химическими характеристиками попутных вод одного или более составов, и одной или более физическими характеристиками одного или более нефтяных пластов, определение прогнозирующего выражения для потерь растворенных
- 30 фосфатных соединений на основании одной или более корреляции, и определение граничных значений для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе для выбранных химических характеристик одного или

более составов попутных вод, и выбранных физических характеристик нефтеносного пласта, с использованием прогнозирующего выражения.

Вторая особенность может включать способ согласно первой особенности, в котором физические характеристики одного или более нефтяных пластов

5 включают: дисперсность, температуру, или любую их комбинацию

Третья особенность может включать способ согласно первой или второй особенности, в котором химические характеристики вытесняющего флюида на водной основе включают начальную концентрацию многовалентных катионов, начальную концентрацию растворенных фосфатных соединений, рН, среднее
10 число водородов в растворенных фосфатных соединениях, или любую их комбинации.

Четвертая особенность может включать способ согласно любой из особенностей с первой по третью, в котором химические характеристики одного или более составов попутной воды включают рН, концентрацию
15 многовалентных катионов, концентрацию двухвалентных катионов, концентрацию одного или более отдельного многовалентного катиона, или любую из их комбинаций.

Пятая особенность может включать способ согласно любой из особенностей с первой по четвертую, в котором также: выбирают вытесняющий
20 флюид на водной основе, имеющий химические характеристики в пределах граничных значений для нефтяного пласта, имеющего определенный состав попутной воды и определенные физические характеристики, причем выбранную вытесняющий флюид на водной основе нагнетают в нефтяной пласт.

Шестая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с первой по пятую, в котором вытесняющий флюид на водной
25 основе содержит водный раствор растворенных соединений монофосфатов, имеющих общую формулу $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где значение x находится в интервале примерно от 0 до 3.

Седьмая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с первой по шестую, в котором после нагнетания выбранного
30 порового объема (ПО) вытесняющего флюида на водной основе в один или более нефтяных пластов выполняется моделирование смешивания, а определение одной или более корреляций содержит определение корреляций между потерями

растворенных фосфатных соединений и выбранным поровым объемом инжектированного вытесняющего флюида на водной основе.

Восьмая особенность может включать способ в соответствии с седьмой особенностью, в котором выбранный поровый объем находится в интервале примерно от 0,3 до 0,7.

Девятая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с первой по восьмую, в котором прогнозирующее выражение предсказывает потери растворенных фосфатных соединений, обусловленные выпадением в осадок нерастворимых фосфатных соединений, на основе: концентрации многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе, значения pH попутной воды, концентрации многовалентных катионов в попутной воде, дисперсности нефтяного пласта, начальной концентрации растворенных фосфатных соединений в вытесняющем флюиде на водной основе и параметра x (т.е., недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ для растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе), pH вытесняющего флюида на водной основе или параметра x и pH вытесняющего флюида на водной основе вместе.

Десятая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с седьмой по девятую, в котором исходная концентрация растворенных соединений монофосфатов для выбранного инжектированного порового объема, $[монофосфат]_{выбранный\ инжектированный\ ПО}$, нормируется относительно исходной концентрации растворенных соединений монофосфатов в одном поровом объеме, $[монофосфат]_{один\ ПО}$, следующим образом:

$[монофосфат]_{выбранный\ инжектированный\ ПО} = [монофосфат]_{1\ ПО} / \text{выбранный}\ ПО.$

Согласно одиннадцатой особенности, способ выбора вытесняющего флюида на водной основе, содержащей водный раствор растворенных фосфатных соединений, включает: получение одного или более параметров нефтяного пласта для нефтяного пласта, содержащего пористую и проницаемую породу с пластовой нефтью и попутной водой в ее поровом пространстве, и имеющего параметры, содержащие физические характеристики нефтяного пласта и химические характеристики попутной воды; прием входных данных, включающих допустимые потери растворенных фосфатных соединений, возникающие при смешивании внутри нефтяного пласта вытесняющего флюида

на водной основе и попутной воды после нагнетания выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в нефтяной пласт; выбор вытесняющего флюида на водной основе; и определение того, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в пределах рабочего

5 диапазона, с использованием одних или более входных данных, содержащих один или более параметров нефтяного пласта и допустимых потерь растворенных фосфатных соединений, причем рабочий диапазон определяет граничные условия для одного или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе, ограничивающие потери растворенных фосфатных
10 соединений из-за выпадения в осадок из вытесняющего флюида на водной основе нерастворимых фосфатных соединений при нагнетании в нефтяной пласт выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе, до уровня, меньшего допустимых потерь растворенных фосфатных соединений, или равного им.

15 Двенадцатая особенность может включать способ согласно одиннадцатой особенности, в котором один или более параметров нефтяного пласта включает физические характеристики, выбранные из дисперсности нефтяного пласта, температуры нефтяного пласта или любой их комбинации.

Тринадцатая особенность может включать способ согласно одиннадцатой
20 или двенадцатой особенности, в котором один или более параметров нефтяного пласта включают химические характеристики попутной воды, выбранные из pH, концентрации многовалентных катионов, концентрации одного или более отдельных многовалентных катионов, или любой их комбинации.

Четырнадцатая особенность может включать способ в соответствии с
25 любой из особенностей с одиннадцатой по тринадцатую, в котором один или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе содержат исходную концентрацию многовалентных катионов, исходную концентрацию растворенных фосфатных соединений, параметр x , pH, или любую их комбинацию.

30 Пятнадцатая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с одиннадцатой по четырнадцатую, в котором определение того, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в пределах

рабочего диапазона, содержит использование одной или более из химических характеристик попутной воды в нефтяном пласте.

Шестнадцатая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с одиннадцатой по пятнадцатую, в котором в нефтяной пласт нагнетается вытесняющий флюид на водной основе.

Согласно семнадцатой особенности, способ нагнетания текучей среды (флюида) включает: нагнетание вытесняющего флюида на водной основе в подземный нефтяной пласт, содержащий пористую и проницаемую породу с пластовой нефтью и попутной водой в ее поровом пространстве, причем попутная вода содержит соединения многовалентных катионов, характеризуется значением pH и концентрацией многовалентных катионов, а подземная порода обладает дисперсностью; при этом вытесняющий флюид на водной основе характеризуется исходной концентрацией многовалентных катионов, и исходная концентрация примеси растворенных фосфатных соединений нормирована относительно одного порового объема; и ограничение выпадения осадка растворенных фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой в подземном нефтяном пласте до величины меньшей или равной заданному количеству, причем процентное содержание осадка растворенных фосфатных соединений, возникающего при осаждении нерастворимых фосфатных соединений после нагнетания от 0,3 до 0,7 порового объема вытесняющего флюида на водной основе, определяется соотношением:

$$\frac{((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^c) * AC * WD (x + k, l)}{g * (AC + h)}$$

где DL представляет собой концентрацию многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе (мг/кг воды), PC представляет pH попутной воды, DC – концентрацию многовалентных катионов попутной воды (мг/кг воды), DP – дисперсию подземной породы (%), AC – исходную концентрацию растворенных фосфатных соединений, нормированную относительно одного порового объема, и WD – функцию Вейбулла параметра x , где x представляет число недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где a имеет значение 0,002164, b имеет значение 0,000023699, c имеет значение 0,3, d имеет значение 901,43, e имеет значение 34490,0, f имеет значение 25,378,

g имеет значение 0,64178, h имеет значение -404,297, i имеет значение 0,083218, j имеет значение -0,0041599, k имеет значение -1 и l имеет значение 1,5.

Восемнадцатая особенность может включать способ в соответствии с семнадцатой особенностью, в котором растворенные фосфатные соединения в вытесняющем флюиде на водной основе имеют общую формулу $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где значение x составляет от 0 до 3.

Девятнадцатая особенность может включать способ в соответствии с семнадцатой или восемнадцатой особенностью, в котором функция Вейбулла определяется выражением:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

Двадцатая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с семнадцатой по девятнадцатую, в котором растворенные фосфатные соединения образуются из соли фосфата, имеющей общую формулу $M_x[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где M – одновалентный катион.

Двадцать первая особенность может включать способ в соответствии с двадцатой особенностью, в котором M представляет собой одновалентный катион, включающий катион металла Группы IA, катион аммония или любую их комбинацию.

Двадцать вторая особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с семнадцатой по двадцать первую, в котором соединением многовалентных катионов в попутной воде является осаждающий катион-прекурсор фосфата.

Двадцать третья особенность может включать способ в соответствии с любой из особенностей с семнадцатой по двадцать вторую, в котором соединением многовалентных катионов в попутной воде включает катион кальция, катион магния, катион бария, катион железа, катион стронция, катион ванадия, катион алюминия, катион железа, или любую их комбинацию.

В то время как выше были показаны и описаны разные варианты выполнения в соответствии с раскрытыми здесь принципами, специалист в состоянии предложить их модификации в рамках существа и принципов раскрытия. Описанные варианты выполнения являются только частными

примерами и не предполагают ограничений изобретения. В пределах области защиты изобретения возможны многочисленные вариации, комбинации и модификации. Альтернативные варианты выполнения, полученные при комбинировании, объединении и/или исключении признаков варианта(-ов)

5 выполнения, также находятся в области притязаний изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Компьютерно-реализуемый способ определения состава вытесняющего флюида на водной основе для нагнетания в подземный пласт, имеющий по меньшей мере один слой пористой и проницаемой пластовой породы, содержащей в своем поровом пространстве пластовую нефть и попутные воды, при осуществлении которого:

выполняют моделирование нескольких смесей, сформированных смешиванием каждого из нескольких вытесняющих флюидов на водной основе с попутной водой одного или более составов для одного или более нефтеносных пластов, причем упомянутые каждый вытесняющий флюид на водной основе содержит водный раствор, содержащий растворенные фосфатные соединения, один или более составов попутной воды содержит по меньшей мере одно водорастворимое соединение катиона-прекурсора для нерастворимых фосфатных соединений, а один или более пластов имеет одну или более физических характеристик;

генерируют данные, свидетельствующие о потерях растворенных фосфатных соединений в каждой из нескольких смесей, причем потери определяются с использованием одной или более физических характеристик одного или более пластов;

определяют одну или более корреляций между (i) потерями растворенных фосфатных соединений и (ii) химическими характеристиками вытесняющего флюида на водной основе, химическими характеристиками попутной воды одного или более составов, и одной или более физическими характеристиками одного или более пластов;

определяют прогнозирующее выражение для потерь растворенных фосфатных соединений, на основе одной или более корреляций, из-за осаждения нерастворимых фосфатных соединений из вытесняющего флюида на водной основе при нагнетании выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в пласт; и

определяют граничные значения для химических характеристик вытесняющего флюида на водной основе для выбранных химических характеристик одного или более составов попутной воды и выбранных

физических характеристик пласта, используя прогнозирующее выражение, причем граничные значения для химических характеристик ограничивают потери растворенных фосфатных соединений из-за осаждения нерастворимых фосфатных соединений из вытесняющего флюида на водной основе при нагнетании выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в пласт до величины меньше допустимых потерь растворенных фосфатных соединений или равной им.

2. Способ по п. 1, в котором физические характеристики одного или более пластов включают дисперсность, температуру или любую их комбинацию.

3. Способ по п. 1 или 2, в котором химические характеристики вытесняющего флюида на водной основе включают начальную концентрацию многовалентных катионов, начальную концентрацию растворенных фосфатных соединений, pH, среднее число водородов в растворенных фосфатных соединениях или любую их комбинацию.

4. Способ по любому из п.п. 1-3, в котором химические характеристики одного или более составов попутной воды включают pH, концентрацию многовалентных катионов, концентрацию двухвалентных катионов, концентрацию одного или более отдельных многовалентных катионов, или любую их комбинацию.

5. Способ по любому из п.п. 1-4, в котором выбирают вытесняющий флюид на водной основе, имеющий химические характеристики в пределах граничных значений для пласта, имеющего определенный состав попутной воды и определенные физические характеристики, и выбранный вытесняющий флюид на водной основе нагнетают в пласт.

6. Способ по любому из п.п. 1-5, в котором вытесняющий флюид на водной основе содержит водный раствор растворенных соединений монофосфатов, имеющих общую формулу $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, где значение x находится в интервале приблизительно от 0 до 3.

7. Способ по любому из п.п. 1-6, в котором выполняют моделирование смешивания после нагнетания выбранного порового объема (ПО) вытесняющего флюида на водной основе в один или более пластов, и при упомянутом
5 определении одной или более корреляций определяют корреляции между потерями растворенных фосфатных соединений и выбранным поровым объемом инжектированного вытесняющего флюида на водной основе.

8. Способ по п. 7, в котором выбранный поровый объем находится в
10 интервале примерно от 0,3 до 0,7.

9. Способ по любому из п.п. 1-8, в котором прогнозирующее выражение предсказывает потери растворенных фосфатных соединений, обусловленные
15 выпадением в осадок нерастворимых фосфатных соединений, на основе концентрации многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе, значения pH попутной воды, концентрации многовалентных катионов в попутной воде, дисперсности пласта, исходной концентрации растворенных
20 фосфатных соединений в вытесняющем флюиде на водной основе и параметра x , определяемого по числу недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ для растворенных соединений монофосфатов или валентности общей формулы $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ для растворенных соединений монофосфатов в вытесняющем флюиде на водной основе, pH вытесняющего флюида на водной основе или совместно параметра x и pH вытесняющего флюида на водной основе.

25 10. Способ по любому из п.п. 7-9, в котором исходная концентрация растворенных соединений монофосфатов для выбранного инжектированного порового объема, $[монофосфат]_{выбранный\ инжектированный\ ПО}$, нормируется относительно исходной средней концентрации растворенных соединений монофосфатов в одном поровом объеме, $[монофосфат]_{один\ ПО}$, следующим
30 образом:

$$[монофосфат]_{выбранный\ инжектированный\ ПО} = [монофосфат]_{1\ ПО} / \text{выбранный}\ ПО.$$

11. Способ выбора вытесняющего флюида на водной основе, содержащего водный раствор растворенных фосфатных соединений, при осуществлении которого:

получают один или более параметр пласта для пласта, содержащего пористую и проницаемую породу с пластовой нефтью и попутной водой в ее поровом пространстве, и имеющего параметры, содержащие физические характеристики пласта и химические характеристики попутной воды;

принимают входные данные, включающие допустимые потери растворенных фосфатных соединений, возникающие при смешивании внутри пласта вытесняющего флюида на водной основе и попутной воды после нагнетания выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе в пласт;

выбирают вытесняющий флюид на водной основе; и

определяют, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в пределах рабочего диапазона, используя одни или более входные данные, включающие один или более параметров пласта и допустимые потери растворенных фосфатных соединений, причем рабочий диапазон определяет граничные условия для одного или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе, ограничивающие потери растворенных фосфатных соединений из-за выпадения в осадок из вытесняющего флюида на водной основе нерастворимых фосфатных соединений при нагнетании в пласт выбранного порового объема вытесняющего флюида на водной основе, до величины меньше допустимых потерь растворенных фосфатных соединений или равной им.

12. Способ по п. 11, в котором один или более параметров пласта включают физические характеристики, выбранные из дисперсности пласта, температуры пласта или любой их комбинации.

13. Способ по п. 11 или 12, в котором один или более параметров пласта включают химические характеристики попутной воды, выбранные из pH, концентрации многовалентных катионов, концентрации одного или более отдельных многовалентных катионов или любой их комбинации.

14. Способ по любому из п.п. 11-13, в котором один или более параметров состава вытесняющего флюида на водной основе включают исходную концентрацию многовалентных катионов, исходную концентрацию растворенных фосфатных соединений, недостающие водороды, параметр x в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$, pH или любую их комбинацию.

15. Способ по любому из п.п. 11-14, в котором при определении того, что состав вытесняющего флюида на водной основе находится в пределах рабочего диапазона, используют одну или более из химических характеристик попутной воды в пласте.

16. Способ по п.п. 11-15, в котором вытесняющий флюид на водной основе нагнетают в пласт.

17. Способ нагнетания флюида, в котором:
нагнетают вытесняющий флюид на водной основе в подземный пласт, содержащий пористую и проницаемую породу с пластовой нефтью и попутной водой в ее поровом пространстве, причем попутная вода содержит соединения многовалентных катионов и характеризуется значением pH и концентрацией многовалентных катионов, подземная порода обладает дисперсностью, а вытесняющий флюид на водной основе характеризуется исходной концентрацией многовалентных катионов и исходной концентрацией примеси растворенных фосфатных соединений, нормированной относительно одного порового объема; и

ограничивают выпадение осадка растворенных фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой в подземном пласте до величины меньше заданного количества или равной ему, причем процентное содержание осадка растворенных фосфатных соединений, возникающего при осаждении нерастворимых фосфатных соединений после нагнетания от 0,3 до 0,7 порового объема вытесняющего флюида на водной основе, определяется соотношением:

$$\frac{\left((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^c \right) * AC * WD (x + k, l)}{g * (AC + h)}$$

где DL – концентрация многовалентных катионов в вытесняющем флюиде на водной основе (мг/кг воды); PC – pH попутной воды; DC – концентрация многовалентных катионов попутной воды (мг/кг воды); DP – дисперсия подземной породы (%); AC – исходная концентрация растворенных фосфатных соединений, нормированная относительно одного порового объема; и WD – функция Вейбулла параметра x , где x представляет число в интервале от 0 до 3 для количества недостающих водородов в общей формуле $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$ или валентность общей формулы $[H_{3-x}PO_4]^{x-}$; a имеет значение 0,002164; b имеет значение 0,000023699; c имеет значение 0,3; d имеет значение 901,43; e имеет значение 34490,0; f имеет значение 25,378; g имеет значение 0,64178; h имеет значение -404,297; i имеет значение 0,083218; j имеет значение -0,0041599; k имеет значение -1 и l имеет значение 1,5.

18. Способ по п. 17, в котором функция Вейбулла определяется выражением:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda} \right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

19. Способ нагнетания флюида, в котором:

нагнетают вытесняющий флюид на водной основе в подземный пласт, содержащий пористую и проницаемую породу с пластовой нефтью и попутной водой в ее поровом пространстве, причем попутная вода содержит соединения многовалентных катионов и характеризуется значением pH и концентрацией многовалентных катионов, подземная порода обладает дисперсностью, а вытесняющий флюид на водной основе характеризуется исходной концентрацией многовалентных катионов и исходной концентрацией примеси растворенных фосфатных соединений, нормированной относительно одного порового объема; и

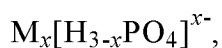
ограничивают выпадение осадка растворенных фосфатных соединений при смешивании вытесняющего флюида на водной основе с попутной водой в

подземном пласте до величины, меньшей заданного количества или равной ему, причем процентное содержание осадка растворенных фосфатных соединений, возникающего при осаждении нерастворимых фосфатных соединений после нагнетания от 0,3 до 0,7 порового объема вытесняющего флюида на водной основе, определяется соотношением:

$$\% \text{ потерянных фосфатов} = \frac{((a * (DL) + d) + b * (PC + f) * (DC + e) * (i * DP [\%] + j)^e) * AC * (pH + k))}{g * (AC + h)}, \quad (3)$$

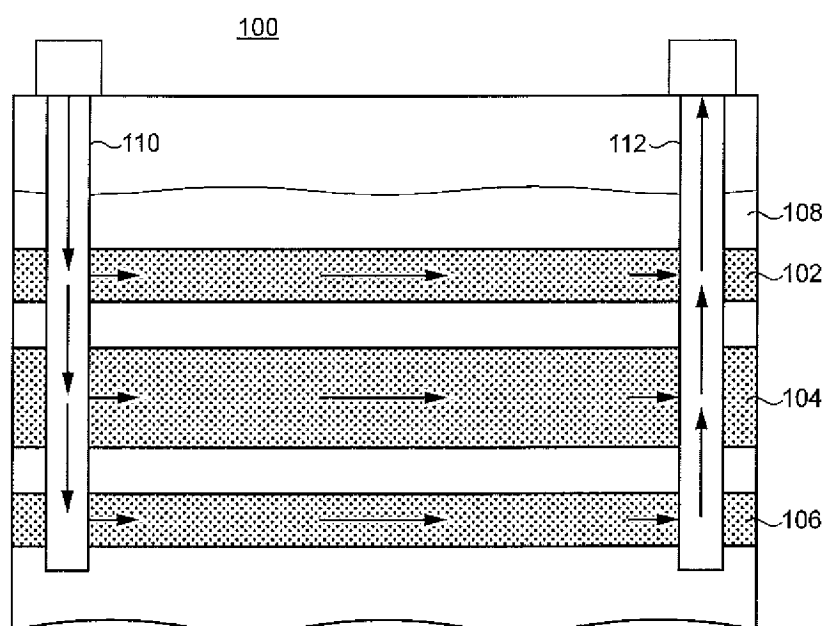
где DL – концентрация многовалентных катионов вытесняющего флюида на водной основе (мг/кг воды); PC – рН попутной воды; DC – концентрация многовалентных катионов попутной воды (мг/кг воды); DP – дисперсность подземной породы (%); AC – исходная концентрация растворенных фосфатных соединений, нормированная относительно одного порового объема; и pH – водородный показатель рН вытесняющего флюида на водной основе; причем a имеет значение 0,00893358577866; b имеет значение 0,00001873911362; c имеет значение 0,3; d имеет значение -38,760711942606; e имеет значение 36612,4690660208; f имеет значение 22,3005918895281; g имеет значение 5,70150711512329; h имеет значение -511,4406033857; i имеет значение 0,14791108670263; j имеет значение -0,028208361561 и k имеет значение -2,6106766395516.

20. Способ по любому из п.п. 17-19, в котором растворенные фосфатные соединения образуются из фосфатной соли, имеющей общую формулу

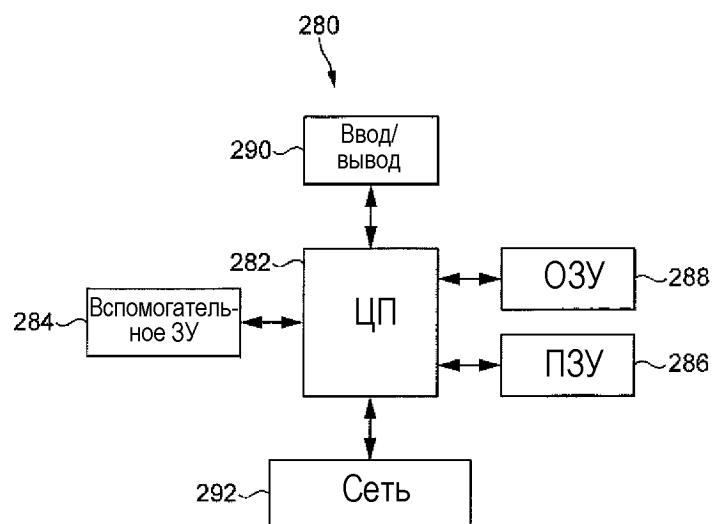


где M – одновалентный катион, включающий катион металла Группы IА, катион аммония или любую их комбинацию.

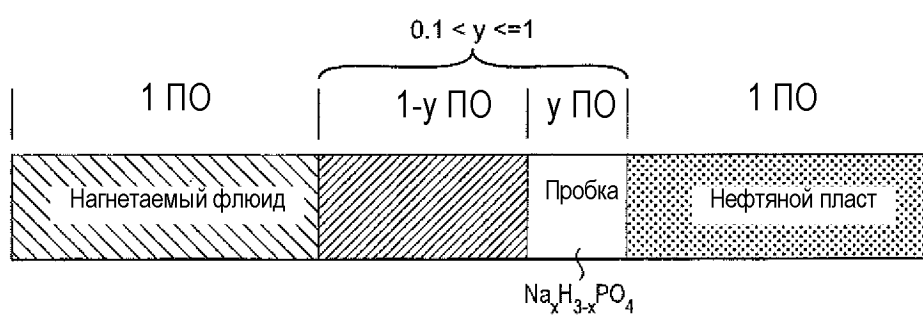
21. Способ по любому из п.п. 17-20, в котором соединением многовалентных катионов в попутной воде является осаждающий катион-прекурсор фосфата, включающий катион кальция, катион магния, катион бария, катион железа, катион стронция, катион ванадия, катион алюминия, катион железа или любую их комбинацию.



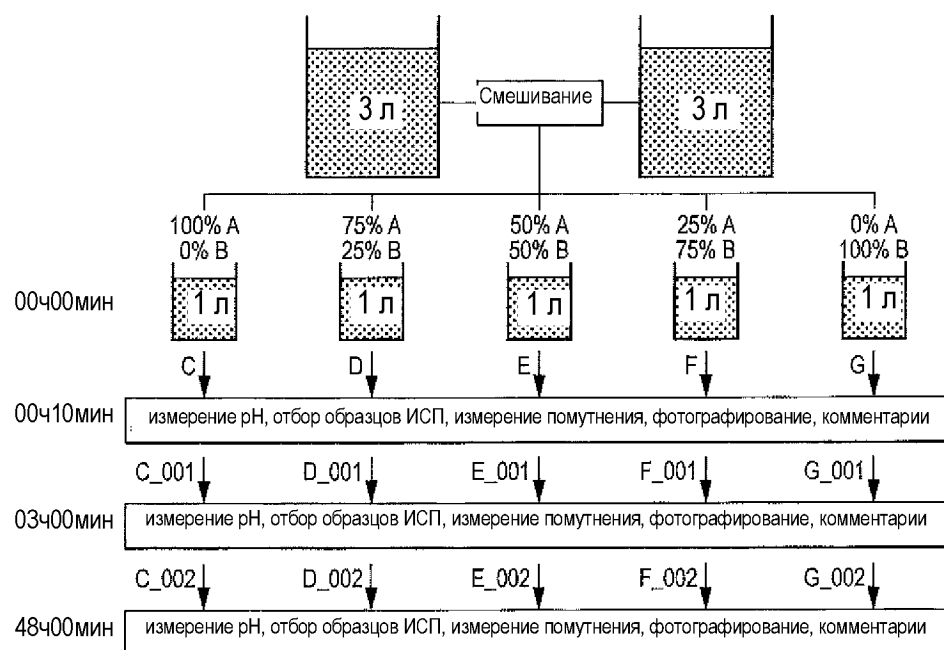
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4