

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038232**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.07.28

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

(21) Номер заявки
201991463

(22) Дата подачи заявки
2017.12.08

(54) СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

(31) **16205497.7**

(32) **2016.12.20**

(33) **EP**

(43) **2020.01.31**

(86) **PCT/EP2017/081965**

(87) **WO 2018/114381 2018.06.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**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)**

(56) Hourshad Mohammadi ET AL: "SPE 153161 Mechanistic Modeling of the Benefit of Combining Polymer with Low Salinity Water for Enhanced Oil Recovery", 14 April 2012 (2012-04-14), pages 1-11, XP055381777, Retrieved from the Internet: URL: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-153161-MS?id=conference-paper/SPE-153161-MS> [retrieved on 2017-06-14] page 1, paragraph 2 page 4, paragraph 2 the whole document

GARY R JERAULD ET AL: "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE INTERNATIONAL OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, XX, XX, no. SPE 102239, 24 September 2008 (2008-09-24), pages 1000-1012, XP002540307, the whole document page 4, column 2, paragraph 2 - page 9, column 1, paragraph 1; figures 8-21,24

WO-A1-2013117741
WO-A1-2015007749
WO-A1-2015165734
WO-A2-2012156495
EP-A1-2261459

(57) В изобретении описан способ извлечения сырой нефти из пласта, включающего по меньшей мере один слой горной породы, содержащий сырую нефть и пластовую воду в его поровом пространстве, где слой (слои) горной породы пересекают по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, и указанный способ включает закачивание в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины перемежающихся порций водного вытесняющего флюида, содержащего концентрированный раствор водорастворимой добавки в водном растворителе, и водного буферного флюида, характеризующийся тем, что: (а) число закаченных порций водного замещающего флюида (n) находится в интервале от 15 до 1000 на объем отмытых пор (ООП) слоя (слоев) горной породы, (б) закаченный поровый объем каждой индивидуальной порции (ПО_{инд.порция}) водного замещающего флюида находится в интервале от 10⁻¹² до 10⁻² объема отмытых пор (ООП) слоя (слоев) горной породы, (в) общий нагнетаемый поровый объем порций водного замещающего флюида находится в интервале от 10⁻⁸ до 10⁻¹ объема отмытых пор (ООП) слоя (слоев) горной породы, (г) закаченный поровый объем каждой индивидуальной порции водного буферного флюида (ПО_{инд.буферн.}) находится в интервале от 0,0001 до 0,1000 объема отмытых пор (ООП) слоя (слоев) горной породы, (д) общий закаченный поровый объем порций водного буферного флюида находится в интервале от 0,9000000 до 0,9999999 объема отмытых пор (ООП) слоя (слоев) горной породы, (е) горная порода характеризуется дисперсностью (α) в интервале от 1 до 30% расстояния между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, и (ж) количество добавки, доставленной в слой (слои) горной породы с помощью множества порций водного замещающего флюида, равно или более предварительно определенного минимального количества добавки (МКД).

B1**038232****038232****B1**

Область техники

Настоящее изобретение относится к способу закачивания водного раствора водорастворимой химической добавки в пласт для извлечения из него сырой нефти.

Предпосылки создания настоящего изобретения

Давно известно, что только часть нефти можно извлечь из нефтеносного пласта в результате использования природной энергии пласта. Для извлечения дополнительной нефти из пласта используют так называемые вторичные методы извлечения, при этом самый простой способ из них заключается в прямой замене на другую среду, обычно воду или газ.

Необязательно для повышения нефтеотдачи пласта в водную среду можно добавлять добавку.

Краткое содержание настоящего изобретения

Согласно настоящему изобретению предлагается способ извлечения сырой нефти из пласта, включающего по меньшей мере один слой горной породы, содержащей сырую нефть и пластовую воду внутри порового пространства породы, причем слой (слои) горной породы пересекает по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, а указанный способ включает:

закачивание в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины перемежающихся порций водного вытесняющего флюида, содержащего раствор водорастворимой добавки в водном растворителе, и водного буферного флюида, характеризующееся тем, что:

(а) число закаченных порций водного замещающего флюида (n) находится в интервале от 15 до 1000 на охваченный поровый объем (ОПО) слоя (слоев) горной породы,

(б) закаченный поровый объем каждой индивидуальной порции ($ПО_{инд.порция}$) водного замещающего флюида находится в интервале от 10^{-12} до 10^{-2} охваченного порового объема (ОПО) слоя (слоев) горной породы:

$$10^{-12} \leq ПО_{инд.порция} \leq 10^{-2}$$

(в) общий нагнетаемый поровый объем порций водного замещающего флюида находится в интервале от 10^{-8} до 10^{-1} охваченного порового объема (ОПО) слоя (слоев) горной породы:

$$10^{-8} \leq \sum_{i=1}^n ПО_{инд.порция} \leq 10^{-1}$$

(г) закачиваемый поровый объем каждой индивидуальной порции водного буферного флюида ($ПО_{инд.буферн.}$) находится в интервале от 0,0001 до 0,1000 охваченного порового объема (ОПО) слоя (слоев) горной породы:

$$0,0001 \leq ПО_{инд.буферн.} \leq 0,1000$$

(д) общий нагнетаемый поровый объем порций водного буферного флюида находится в интервале от 0,9000000 до 0,9999999 охваченного порового объема (ОПО) слоя (слоев) горной породы:

$$0,9000000 \leq \sum_{i=1}^n ПО_{инд.буферн.} \leq 0,9999999$$

(е) горная порода характеризуется дисперсностью (α) в интервале от 1 до 30% расстояния между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, и

(ж) количество добавки, доставленной в слой (слои) горной породы с помощью множества порций водного замещающего флюида равно или более предварительно определенного минимального количества добавки (МКД).

Соответственно, минимальное количество добавки (МКД) доставленной в слой (слои) горной породы с помощью закачивания множества порций водного замещающего флюида, можно определить по уравнению 1, представленному ниже:

$$МКД = \left[K_{ср.д.исх.} \cdot (4\sqrt{\alpha} \cdot \text{фош}^{-1} \left\{ \frac{K_{пред.}}{K_{ср.д.исх.}} \right\}) + АЕР \right] \cdot ОПО \quad (1)$$

где АЕР означает адсорбционную емкость пласта (в данном контексте "Reservoir Adsorption Capacity"), $K_{пред.}$ означает предельную концентрацию добавки, $K_{ср.д.исх.}$ представляет собой исходную среднюю концентрацию добавки в закачиваемых перемежающихся порциях (то есть в обеих порциях - порциях водной буферной добавки и водной буферной добавки), α означает дисперсность пласта, а ОПО означает охваченный поровый объем слоя (слоев) горной породы.

Соответственно, $K_{ср.д.исх.}$ определяют по уравнению 2, представленному ниже:

$$K_{ср.д.исх.} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(K_{исх.порция} \cdot ПО_{инд.порция} \right)}{\sum_{i=1}^n \left(ПО_{инд.порция} + ПО_{инд.буферн.} \right)} \quad (2)$$

где $K_{исх.порция}$ означает исходную концентрацию добавки в индивидуальной порции водного замещающего флюида.

Специалисту в данной области техники представляется очевидным, что в способе по настоящему изобретению перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида закачивают в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины, и из эксплуатационной скважины извлекают добываемые флюиды, содержащие нефть, воду и газ.

Определения

"Водный рабочий флюид" представляет собой водный флюид, который можно закачивать в нагнетаемую скважину после закачивания конечной порции перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида.

"Нефтяная зона" является известным для специалистов в данной области техники термином и означает часть слоя (слоев) горной породы, где нефтенасыщенность повышают за счет применения метода повышения нефтеотдачи, который воздействует на неподвижную нефть.

"Дисперсность" слоя горной породы (α) означает дисперсность в направлении потока (называемую также "продольной дисперсностью"). Дисперсность является характерным свойством горной породы, которая возникает в результате различия скоростей внутри пор в микроскопическом масштабе и разности путей за счет извилистости поровых каналов горной породы. Дисперсность относится к коэффициенту дисперсности (D) пористой среды и скорости адвективного потока (v) флюида, протекающего через горную породу, как определено ниже:

$$D = \alpha \cdot v$$

где α характеризуется единицами длины (обычно метры). Дисперсность для слоя горной породы можно также выразить в виде безразмерного числа. Например, безразмерную дисперсность можно определить в виде процентов длины системы (в частности, в виде процентов длины образца керна, вырезанного из горной породы, или процентов расстояния между парой скважин - нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, которые пересекают слой (слои) горной породы). В другом варианте безразмерную дисперсность можно определить в виде процентов пройденного расстояния (например, в виде процентов расстояния, которое прошел нагнетаемый флюид из нагнетательной скважины в эксплуатационную скважину).

В уравнении 1 "фош" означает функцию ошибок.

"Пластовая вода" означает воду, связанную с горной породой, то есть связанную воду, любую воду из водоносной зоны и любую предварительно закаченную воду.

"Дополнительно добытая нефть" означает количество добытой нефти, которое составляет по меньшей мере 1%, предпочтительно по меньшей мере 3%, более предпочтительно по меньшей мере 5%, прежде всего по меньшей мере 7,5%, например, по меньшей мере на 10% выше достигаемого или прогнозируемого количества, когда используется заводнение слоя (слоев) горной породы нагнетаемым флюидом, в качестве которого используют водный буферный флюид в отсутствие водорастворимой химической добавки.

"Прогнозируемая добыча дополнительной нефти" означает количество дополнительно добытой нефти, определенное по данным экспериментов по заводнению керна или тестирования с использованием химических индикаторов для одиночной скважины (ТХИОС, SWCT), которые являются известными для специалиста в данной области техники.

"Катионы жесткости" означают многовалентные катионы, прежде всего такие как катионы магния и кальция.

"Исходная концентрация добавки" означает концентрацию добавки в водном замещающем флюиде до закачивания порций водного замещающего флюида в нагнетательную скважину.

"Участок закачивания" означает участок, на котором в нагнетательную систему нагнетательной скважины закачивают перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида.

"Температура и давление закачивания" означают температуру и давление в слое (слоях) горной породы, соседнем с нагнетательной скважиной, то есть в породе, в которую предполагается закачивать водный замещающий флюид.

"Охваченный поровый объем" (ОПО)" означает поровый объем слоя (слоев) горной породы, промываемый закачиваемыми флюидами (пробками водной вытесняющей жидкости, водными буферными пробками и любым водным рабочим флюидом) между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, усредненный по всем поточным каналам между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной. Если нагнетательная скважина содержит две или более связанных эксплуатационных скважин, термин "охваченный поровый объем" означает поровый объем слоя (слоев) горной породы, охватываемый закачиваемыми флюидами между нагнетательной скважиной и связанными с ней эксплуатационными скважинами.

Значения поровых объемов, определенных для порций водного замещающего флюида и для порций водного буферного флюида, рассчитывают на основе охваченного порового объема (ОПО) слоя (слоев) горной породы. Поровые объемы относятся к объему пор, закаченных порциями флюидов до дисперсии внутри слоя (слоев) горной породы.

$PO_{\text{инд.порция}}$ означает поровый объем индивидуальной порции водного замещающего флюида.

$PO_{\text{инд.буферн.}}$ означает поровый объем индивидуальной порции водного буферного флюида.

$K_{\text{сред.исх.}}$ означает усредненную исходную концентрацию добавки в перемежающихся порциях водного замещающего флюида и водного буферного флюида и обычно характеризуется единицами мг/л или моль/л.

$K_{\text{исх.порция}}$ означает исходную концентрацию добавки в индивидуальной порции водного замещающего флюида.

$K_{\text{инд.буферн.}}$ означает исходную концентрацию добавки в индивидуальной порции водного буферного флюида, и с целью определения $K_{\text{сред.исх.}}$ этот параметр принят за ноль. Следовательно, параметр $K_{\text{инд.буферн.}}$ не включен в уравнение 2. Однако для специалиста в данной области техники представляется очевидным, что если водный буферный флюид характеризуется низкой концентрацией добавки, то в уравнение 2 можно дополнительно включить $K_{\text{инд.буферн.}}$.

"Предельная концентрация ($K_{\text{пред.}}$) для добавки" означает минимальную концентрацию добавки в водном замещающем флюиде, предварительно рассчитанную для достижения дополнительной добычи нефти при непрерывном закачивании одного порового объема водного замещающего флюида в пласт с последующим закачиванием водного рабочего флюида. Обычно $K_{\text{пред.}}$ характеризуется единицами мг/л или моль/л.

"Минимальное количество добавки (МКД)" означает минимальное количество добавки, доставленное по меньшей мере в один слой горной породы порциями водного замещающего флюида, и обычно характеризуется единицами массы (например, мг) или молями.

"Адсорбционная емкость пласта (АЕП)" представляет собой количество добавки, поглощенное пластом, и обычно характеризуется единицами мг/л открытого порового объема или моль/л открытого порового объема.

Для специалиста в данной области техники представляется очевидным, что для $K_{\text{сред.исх.}}$, $K_{\text{исх.порция}}$, $K_{\text{пред.}}$, МКД и АЕП установлены соответствующие единицы (на основе либо массы добавки, либо молей добавки).

"Пройденное расстояние" означает расстояние, пройденное фронтом растворенной добавки через слой (слои) горной породы от нагнетательной скважины к эксплуатационной скважине.

Единица "об.ч./млн" означает "объемных частей на миллион объема на водной основе" и является эквивалентной единице "мг/л".

Подробное описание настоящего изобретения

Согласно способу по настоящему изобретению перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида закачивают в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины для высвобождения нефти из горной породы и для извлечения из эксплуатационной скважины добытых флюидов, содержащих нефть, воду и газ. Как более подробно описано ниже, может существовать более одной нагнетательной скважины и более одной эксплуатационной скважины.

Водорастворимая добавка может представлять собой любую водорастворимую химическую добавку, используемую для повышенной нефтеотдачи (ПНО), такую как ПАВ, мочевины и ее производные, этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТУ) и ее соли щелочных металлов, гидроксиды щелочных металлов, такие как гидроксид натрия и калия, карбонаты щелочных металлов, ортосиликаты щелочных металлов и их смеси.

Закачивание перемежающихся порций можно начинать либо с порции водного замещающего флюида, либо с порции водного буферного флюида. Аналогичным образом, закачивание перемежающихся порций можно заканчивать либо порцией водного замещающего флюида, либо порцией водного буферного флюида. В основном, водный рабочий флюид закачивают в слой (слои) горной породы после закачивания конечной порции перемежающихся порций для вымывания дисперсионно смешанных флюидов (и следовательно, зоны высвобожденной нефти) к эксплуатационной скважине.

Предполагается, что перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида могут смешиваться внутри слоя (слоев) горной породы со степенью смешивания в зависимости от дисперсности горной породы и расстояния, пройденного фронтом добавки. Обычно дисперсность слоя горной породы находится в интервале от 1 до 30%, предпочтительно от 2 до 15%, более предпочтительно от 2 до 10% расстояния между скважинами или пройденного расстояния. Дисперсность слоя (слоев) горной породы, внутрь которой предполагается закачивать водный замещающий флюид, можно определить по данным тестирования дисперсности на образцах горной породы, или можно определить по данным или тестирования с использованием химических индикаторов для одиночной скважины, проведенных в скважине, которая пересекает нефтеносный слой (слои) горной породы. Если дисперсность определяют на образцах горной породы, тестирование дисперсности обычно проводят в ходе экспериментов по заводнению керна.

Соответственно, водный замещающий флюид доставляют на участок закачивания в виде водного концентрата с концентрацией добавки по меньшей мере 10 мас.%, предпочтительно по меньшей мере 20 мас.%, более предпочтительно по меньшей мере 30 мас.%, наиболее предпочтительно по меньшей мере 40 мас.%. Верхний предел концентрации добавки в концентрате составляет концентрацию насыщения

добавки в условиях окружающей среды, которыми характеризуется участок закачивания. Соответственно, растворитель для концентрата выбирают из питьевой воды, дистиллированной воды или деионизированной воды. Концентрат можно доставлять на участок закачивания в пласт при требуемой концентрации растворенной добавки и закачивать его напрямую по меньшей мере в один слой горной породы без дополнительного разбавления закачиваемой водой. Таким образом концентрат может служить в качестве водного замещающего флюида. Размеры порового объема множества порций концентрата в перемежающейся последовательности порций могут быть одинаковыми или различными. Обычно закачиваемая вода, доступная на участке закачивания, служит в качестве водного буферного флюида. Размеры порового объема множества порций водного буферного флюида в перемежающейся последовательности порций могут быть одинаковыми или различными. Закачивание перемежающихся порций концентрата и водного буферного флюида можно продолжать, пока не будет закачен требуемый общий поровый объем концентрата в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины. Закачиваемую воду можно использовать в качестве водного рабочего флюида после закачивания конечной порции концентрата.

В другом варианте порции водного замещающего флюида можно получить при разбавлении концентрата закачиваемой водой, которая является доступной на участке закачивания пласт. В этом случае предпочтительно использовать одну и ту же закачиваемую воду в качестве водного буферного флюида, то есть периодически отмерять концентрат в закачиваемую воду. Соответственно, закачивание закачиваемой воды можно продолжать после конечного закачивания концентрата в закачиваемую воду, то есть закачиваемая вода может служить в качестве водного рабочего флюида.

Если концентрат разбавляют закачиваемой водой, количество концентрата, отмеряемого в закачиваемую воду, можно контролировать с использованием дозирующего насоса для поддержания концентрации добавки в каждой порции водного замещающего флюида вблизи конечной концентрации, например, в интервале $\pm 1\%$ конечной концентрации. Количество концентрата, отмеряемого в закачиваемую воду, для каждой порции может являться одинаковым или различным. Более того, размеры каждой порции водного замещающего флюида (получаемого при дозировании концентрата в закачиваемую воду) могут быть одинаковыми или различными, то есть концентрат можно отмерять в одинаковые или различные объемы закачиваемой воды. Аналогичным образом, поровые объемы порций водного буферного флюида могут являться одинаковыми или различными, то есть одинаковые или различные объемы закачиваемой воды можно закачивать после прекращения или до возобновления закачивания концентрата в закачиваемую воду.

Соответственно, закачиваемую воду, как описано выше, можно выбрать из соленых вод, таких как морская вода, вода эстуария, солоноватая вода, добытая соленая вода, соленая вода из водоносной зоны, встречающиеся в природе воды с низкой солёностью, такие как добытая вода с низкой солёностью, вода из водоносной зоны с низкой солёностью, и пресная вода (например, речная вода или озерная вода), воды с пониженным содержанием сульфатов с содержанием сульфат-анионов менее 100 об.ч./млн, прежде всего менее 40 об.ч./млн, и опресненные соленые воды. Закачиваемой водой может являться мягкая вода. Термин "мягкая вода" в данном контексте определен как вода с концентрацией катионов жесткости менее 150 об.ч./млн, предпочтительно менее 70 об.ч./млн, более предпочтительно менее 50 об.ч./млн. Если добавкой является ПАВ, предпочтительно, чтобы закачиваемой водой являлась мягкая вода, прежде всего мягкая вода с низкой засоленностью, что позволяет снизить риск формирования нерастворимого мыла.

Предельную концентрацию добавки можно определить по данным экспериментов по заводнению, тестирования с использованием химических индикаторов для одиночной скважины (ТХИОС), испытаниям с пропитыванием или определения краевого угла смачивания. Эксперименты по заводнению можно проводить в приведенных к нормальным условиям (при лабораторных температуре и давлении) или в условиях пласта (при характерных для пласта температуре и давлении). Обычно эксперименты по заводнению можно проводить на образце керна, взятого из колонки породы, извлеченной из слоя (слоев) горной породы. В образце керна предпочтительно восстановить исходные условия нефтенасыщения с использованием образцов пластовой воды и сырой нефти, извлеченных из пласта, и, в случае тестирования в условиях заводнения пласта, при смешивании флюидов с газом, характеризующимся одинаковым составом с газом, отделенным от добываемых флюидов на эксплуатационном оборудовании. Однако можно использовать синтетическую пластовую воду, предпочтительно характеризующуюся одинаковым составом с пластовой водой, извлеченной из пласта. Обычно вторичное тестирование при заводнении проводят при закачивании закачиваемой воды в колонку породы до тех пор, пока нефть не извлекается из колонки породы, с последующим третичным тестированием по заводнению, когда в колонку породы закачивают водный замещающий флюид, содержащий водный раствор добавки в закачиваемой воде. Предельная концентрация добавки ($K_{пред.}$) представляет собой минимальную концентрацию добавки в водном замещающем флюиде, который закачивают в колонку породы, когда в ходе третичного эксперимента по заводнению наблюдается дополнительная добыча нефти. Такое тестирование по заводнению является хорошо известным для специалистов в данной области техники.

Адсорбционная емкость пласта (АЕП) для добавки можно определять по данным экспериментов по заводнению с использованием анализа концентрации добавки в водной фазе стоков, удаленных из ко-

лонки породы (по сравнению с неадсорбирующимся индикатором), или измерений статической адсорбции или динамической адсорбции на образце горной породы (например, колонки породы).

Общий поровый объем множества порций водного замещающего флюида, который закачивают в слой (слои) горной породы, находится в интервале от 10^{-8} до 10^{-1} , предпочтительно в интервале от 10^{-7} до 10^{-2} , более предпочтительно от 10^{-6} до 10^{-2} , наиболее предпочтительно от 10^{-5} до 10^{-3} охваченного порового объема (ОПО).

Поровый объем каждой из индивидуальных порций водного замещающего флюида находится в интервале от 10^{-12} до 10^{-2} охваченного порового объема (ОПО). Предпочтительно каждая индивидуальная порция водного замещающего флюида характеризуется поровым объемом в интервале от 10^{-10} до 10^{-4} , более предпочтительно в интервале от 10^{-9} до 10^{-4} ОПО. Следует понимать, что поровые объемы каждой из множества порций водного замещающего флюида могут являться одинаковыми или различными.

Для специалиста в данной области техники представляется очевидным, что число порций (n) водного замещающего флюида зависит от общего закаченного порового объема множества порций водного замещающего флюида и порового объема каждой из множества порций водного замещающего флюида. Обычно можно закачивать по меньшей мере 15 порций, предпочтительно по меньшей мере 20 порций водного замещающего флюида на объем пор, охваченных закаченными флюидами. Обычно можно закачивать вплоть до 1000 порций, предпочтительно до 500 порций, более предпочтительно до 100 порций, например до 50 порций водного замещающего флюида на объем пор, охваченных закаченными флюидами. Соответственно можно закачивать от 15 до 1000 порций, предпочтительно от 20 до 500 порций, более предпочтительно от 20 до 250 порций, например от 20 до 100 порций водного замещающего флюида на объем пор, охваченных закаченными флюидами. В данном контексте термин "закаченные флюиды" используется для включения перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида и любого закаченного в последствии водного рабочего флюида.

Соответственно, количество добавки, доставленной в слой (слои) горной породы с помощью множества порций водного замещающего флюида, равно минимальному количеству добавки (МКД) или более.

Общий поровый объем множества порций водного буферного флюида, закаченного в слой (слои) горной породы, находится в интервале от 0,9 до 0,9999999, предпочтительно в интервале от 0,99 до 0,9999999, более предпочтительно в интервале от 0,99 до 0,9999999, наиболее предпочтительно в интервале от 0,999 до 0,99999 (на основе охваченного порового объема).

Соответственно, каждая индивидуальная порция водного буферного флюида характеризуется поровым объемом в интервале от 0,0001 до 0,1000 (на основе охваченного порового объема). Поровый объем индивидуальных порций водного буферного флюида может являться одинаковым или различным. Соответственно, порция водного буферного флюида может характеризоваться более высоким поровым объемом, чем соседняя порция водного замещающего флюида. Например, соотношение закаченного порового объема водного буферного флюида и закаченного порового объема соседней порции водного замещающего флюида составляет предпочтительно по меньшей мере 2:1, наиболее предпочтительно по меньшей мере 3:1. Соответственно, соотношение закаченного порового объема порции водного буферного флюида и закаченного порового объема соседней порции водного замещающего флюида находится в интервале от 2:1 до 1000:1, предпочтительно от 3:1 до 500:1. Для специалиста в данной области техники представляется очевидным, что число порций буферного флюида зависит от числа порций водного замещающего флюида в последовательности перемежающихся порций.

Предполагается, что состав водного буферного флюида может являться одинаковым или различным для каждой порции буферного флюида, предпочтительно одинаковым. Обычно каждая индивидуальная порция водного буферного флюида либо не содержит добавку, либо количество добавки ($K_{исх.буферн.}$) значительно ниже предельной концентрации ($K_{пред.}$) для добавки, например, $K_{исх.буферн.}$ может составлять менее 25%, предпочтительно менее 10%, более предпочтительно менее 5%, прежде всего менее 1% предельной концентрации ($K_{пред.}$).

Как указано выше, водный рабочий флюид можно закачивать в слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины для промывки дисперсионно смешанных порций (и следовательно, зоны высвобождаемой нефти) через слой (слои) горной породы до эксплуатационной скважины. Обычно водный рабочий флюид закачивают в слой (слои) горной породы в количестве по меньшей мере 1 порового объема, предпочтительно по меньшей мере 2, например, в интервале от 2 до 10 поровых объемов. Обычно этот водный рабочий флюид не содержит никакой добавки или количество добавки значительно ниже предельной концентрации ($K_{пред.}$) для добавки, например, количество составляет менее 25%, предпочтительно менее 10%, более предпочтительно менее 5%, прежде всего менее 1% предельной концентрации ($K_{пред.}$).

Предполагается, что порцию водного буферного флюида можно закачивать в слой (слои) горной породы перед первой порцией водного замещающего флюида, что позволяет свести к минимуму смешивание водного замещающего флюида с пластовой водой. Однако если водный замещающий флюид является совместимым с пластовой водой, отсутствует необходимость закачивать порцию водного буферного флюида перед первой порцией водного замещающего флюида.

Соответственно, порцию водного буферного флюида можно закачивать в слой (слои) горной породы после конечной порции водного замещающего флюида и перед закачиванием водного рабочего флюида. Однако, если водный рабочий флюид является совместимым с водным замещающим флюидом, отсутствует необходимость в порции буферного флюида между конечной порцией водного замещающего флюида и водного рабочего флюида.

Термин "совместимый" означает, что смешивание первой порции водного замещающего флюида с пластовой водой (или последней порции водного замещающего флюида с водным рабочим флюидом) не приводит к выпадению осадка либо нерастворимых неорганических отложений или нерастворимых веществ, образующихся в результате реакции добавки с любыми ионами, осаждающими добавку, которые могут присутствовать в пластовой воде (или в водном буферном флюиде).

Следует избегать осаждения нерастворимых неорганических отложений, так как они могут привести к нарушению эксплуатационных качеств пласта или отложениям неорганических веществ в эксплуатационной скважине или в эксплуатационном трубопроводе. Например, осаждение нерастворимых неорганических отложений может происходить, когда в пластовой воде содержатся катионы-предшественники осаждения, такие как катионы бария или стронция, и в водном замещающем флюиде содержатся осаждающие многовалентные анионы, такие как сульфат-анионы, которые приводят к осаждению нерастворимых солей серной кислоты и катионов-предшественников осаждения, таких как сульфат бария или сульфат стронция. Осаждение нерастворимых неорганических отложений может также происходить, когда в водном замещающем флюиде содержатся осаждающие многовалентные анионы, такие как сульфат-анионы, а в водном рабочем флюиде содержатся катионы-предшественники осаждения, такие как катионы бария или стронция. Следовательно, предпочтительно, чтобы водный замещающий флюид характеризовался низким содержанием осаждающих многовалентных анионов.

Соответственно, если существует риск осаждения нерастворимых неорганических отложений, предпочтительно выбирать закачиваемую воду (используемую в виде водного буферного флюида или в виде водного рабочего флюида или в которых необязательно разбавляли концентрат) из следующих материалов:

1. Существующая в природе вода с низкой соленостью, такая как речная вода, озерная вода, соленая вода из водоносной зоны с низкой соленостью, добытая вода с низкой соленостью (вода с низкой соленостью, отделенная от нефти на эксплуатационном оборудовании), при этом существующая в природе вода с низкой соленостью характеризуется концентрацией сульфат-анионов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно менее 40 об.ч./млн.

2. Закачиваемая вода с пониженным содержанием сульфатов, полученная при удалении сульфат-анионов из существующей в природе соленой воды, такой как морская вода, вода эстуария, добытая вода (соленая добытая вода, отделенная от нефти на эксплуатационном оборудовании) или соленая вода из водоносной зоны, при этом закачиваемая вода с пониженным содержанием сульфатов характеризуется концентрацией сульфатов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно менее 40 об.ч./млн.

3. Обессоленная закачиваемая вода с концентрацией сульфат-ионов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно менее 40 об.ч./млн, прежде всего менее 25 об.ч./млн.

Закачиваемую воду с пониженным содержанием сульфатов можно добывать при контактировании существующей в природе соленой воды (подаваемая вода) с относительно высокой концентрацией сульфатов, например морская вода, вода эстуария или солоноватая вода, с мембраной для нанофильтрации, которая селективно не пропускает сульфат-анионы, в то время как одновалентные ионы, такие как ионы металлов группы IA (например, ионы натрия) и ионы галогенов (например, ионы хлора и брома) проходят через указанную мембрану, что позволяет получить поток соленой воды, содержащий фильтрат с пониженной концентрацией сульфат-ионов (далее в настоящем контексте, НФ-концентрат), и поток ретентата (концентрата) с более высокой концентрацией сульфат-ионов, чем подаваемая вода. Таким образом, обычно поток фильтрата (соленая вода с пониженной концентрацией сульфатов), удаленный из устройства с мембраной для нанофильтрации, характеризуется концентрацией сульфатов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно 40 об.ч./млн, более предпочтительно менее 25 об.ч./млн. Мембрана для нанофильтрации также селективно удаляет катионы жесткости из питательной воды, что позволяет получить поток фильтрата (соленая вода с пониженной концентрацией сульфатов), в котором концентрация ионов жесткости составляет, например, менее 150 об.ч./млн.

Предполагается также, что закачиваемую воду с пониженной концентрацией сульфатов можно получить при добавлении осаждающих противоионов, таких как катионы бария или стронция, в существующую в природе соленую воду, которая содержит высокие уровни сульфат-анионов, при этом образуются нерастворимые соли серной кислоты и осаждающего катиона, такие как сульфат бария или сульфат стронция, которые можно отделить от соленой воды фильтрацией или центрифугированием.

Обессоленную закачиваемую воду можно получить при обработке существующей в природе соленой воды с использованием на установке обратного осмоса (ОО) с образованием обработанной воды (то есть фильтрата, который проходит через мембрану ОО), которая в основном не содержит сульфат-анионы и другие растворимые твердые вещества. Обычно фильтрат, который проходит через мембрану ОО (в настоящем контексте фильтрат ОО), характеризуется общим содержанием твердых веществ менее

500 об.ч./млн, например менее 200 об.ч./млн, концентрацией сульфат-анионов менее 40 об.ч./млн, предпочтительно менее 25 об.ч./млн, и жесткостью менее 150 об.ч./млн.

Чтобы снизить риск разрушения пласта, которое происходит в результате набухания и миграции глин, фильтрат ОО смешивают с фильтратом НФ для повышения общего содержания растворенных твердых веществ в обессоленной воде, обычно, до величины в интервале от 1000 до 5000 об.ч./млн, предпочтительно до величины в интервале от 2000 до 3000 об.ч./млн.

В результате модельных испытаний было установлено, что закачивание перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида по меньшей мере в один слой горной породы, характеризующейся безразмерной дисперсностью в интервале от 1 до 30%, способствует воздействию на часть слоя (слоев) в нагнетательной скважине, прежде всего на первые 5% охваченного порового объема слоя (слоев) пласта, более высокой концентрации растворенной добавки (по сравнению с непрерывным закачиванием одинаковой массы добавки с использованием одинакового закаченного порового объема, что и для перемежающихся порций, то есть $PO_{\text{непрерывное закачивание}} = PO_{\text{общий для перемеж. порций}}$). Преимущество такого способа может заключаться в высвобождении дополнительной нефти из части слоя (слоев) горной породы, ближайших к нагнетательной скважине.

В результате модельных испытаний также было установлено, что закачивание перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида по меньшей мере в один слой горной породы, характеризующейся безразмерной дисперсностью в интервале от 1 до 30%, способствует обеспечению одинакового профиля для максимальной концентрации растворенной добавки в дисперсионно смешанных порциях водного замещающего флюида и водного буферного флюида по сравнению с непрерывным закачиванием водного замещающего флюида, когда: (i) одинаковое общее количество (массовое или молярное количество) растворенной добавки закачивают в слой (слои) горной породы, и (ii) поровый объем непрерывно закачиваемого замещающего флюида является одинаковым с общим поровым объемом порций водного замещающего флюида ($PO_{\text{непрерывного закачивания}}$) и порций водного буферного флюида ($PO_{\text{общий для перемеж. порций}}$).

Преимущество от закачивания множества порций водного замещающего флюида, отдельно от порций водного буферного флюида, заключается в том, что исключается необходимость в имеющемся в распоряжении резервуара для хранения водного замещающего флюида на участке закачивания. Вместо этого, концентрат, содержащий концентрированный водный раствор добавки, можно транспортировать на нефтяной барже к участку закачивания в пласт и можно закачивать его напрямую из баржи в систему закачивания в нагнетательную скважину (либо с разбавлением в закачиваемой воде, либо без него). Особое преимущество такого способа имеет значение для шельфовых пластов, так как могут существовать ограничения по пространству и массе для буровой платформы или для плавучей системы добычи и отгрузки нефти (ПСДО).

В одном варианте способа по настоящему изобретению водный замещающий флюид можно транспортировать на участок закачивания в шельфовый пласт с помощью наливного танкера и можно закачивать напрямую в систему для закачивания либо в одну нагнетательную скважину, либо во множество скважин из наливного танкера. Соответственно, водный замещающий флюид можно закачивать в подводную систему для закачивания. Отгрузочный танкер можно заякоривать к выносному точечному причалу (ВТП), то есть к причалу-бую для отгрузки нефти, заякоренному в прибрежной зоне, который служит как в качестве точечного причала, так и в качестве соединения с наливным танкером. Таким образом, ВТП является гидравлическим соединением как для нагнетательной системы для нагнетательной скважины (скважин), так и для отгрузочного танкера. Обычно причал-буй оборудован элементами для заякоривания и крепежа, вращающейся деталью, поворотной муфтой и системой для перекачки флюидов. Поворотная муфта является соединением между гемостатическими и вращающимися деталями отгрузочного бую и позволяет поворачивать отгрузочный танкер, чтобы поворачивать его к отгрузочному бую (изменить его ориентацию) в направлении к отгрузочному бую, когда танкер заякорен к отгрузочному бую с помощью системы канатов. Обычно система для перекачивания флюидов в составе отгрузочного бую включает водоотделяющую колонну, соединяющую отгрузочный буй с подземной системой для закачивания, и плавучий шланг, соединяющий отгрузочный буй и танкер для отгрузки. Однако также предполагается, что способ по настоящему изобретению можно использовать на наземных нефтеносных пластах, когда концентрат доставляют к участку закачивания на нефтевозе.

Обычно объемный размер порции для каждой индивидуальной порции водного замещающего флюида ограничен объемной подаваемой емкостью танкера (наливного танкера или нефтевоза), который доставляет концентрат к участку для закачивания. Следовательно, объемный размер порции ограничен доставляемым объемом танкера (λ) и фактором разбавления, причем фактором разбавления является объемная доля концентрата в порции водного замещающего флюида. Для исключения неопределенности, объемной подаваемой емкостью танкера является объем концентрата, содержащегося в танкере перед отгрузкой. Обычно, фактор разбавления находится в интервале от 0,1 до 1 (от 10 до 100 об.% концентрата в закачиваемой порции водного замещающего флюида), предпочтительно от 0,2 до 1 (от 20 до 100 об.% концентрата в закачиваемой порции водного замещающего флюида). Таким образом, если концентрат закачивают в нагнетательную скважину (скважины) без разбавления в закачиваемой воде, то фактор раз-

бавления равен 1. Фактор разбавления зависит от концентрации добавки в концентрате (в единицах масса/л или моль/л) и от целевой концентрации добавки в порциях водного замещающего флюида (в единицах масса/л или моль/л), которые закачивают в слой (слои) горной породы. Если нагнетательная система находится в гидравлическом соединении со множеством нагнетательных скважин, размер порции для каждой индивидуальной нагнетательной скважины также зависит от массовой доли (или молярной доли) добавки, которая предназначена для закачивания в слой (слои) горной породы из каждой индивидуальной нагнетательной скважины.

Объемный размер порции для одной нагнетательной скважины можно определить следующим образом:

объемный размер порции = объемная подаваемая емкость танкера × фактор

разбавления.

Объемный размер порции для индивидуальной нагнетательной скважины из множества нагнетательных скважин можно определить следующим образом:

объемный размер порции = объемная подаваемая емкость танкера × фактор

разбавления × массовая доля (или молярная доля) добавки, закачиваемой в

индивидуальную нагнетательную скважину.

Если равные массовые доли (или молярные доли) добавки закачивают во множество нагнетательных скважин (n) массовую долю (или молярную долю) выражают в единицах $1/n$. Однако также полагают, что в каждую из множества нагнетательных скважин можно добавлять различные массовые доли (или молярные доли) добавки.

Полагают также, что, если концентрат разбавляют в закачиваемой воде, исходная концентрация добавки (и следовательно, исходное массовое или молярное количество добавки) в каждой из множества порций водного замещающего флюида может быть равной или различной. Различные исходные концентрации добавки в порциях можно получить, подбирая фактор разбавления для концентрата. Потери растворенной добавки на пути к пласту (например, за счет адсорбции в горной породе) могут быть выше в зоне фронта дисперсионно смешанных флюидов. Соответственно, исходная концентрация добавки во множестве порций может снижаться с каждой последовательно закачиваемой порцией, таким образом следует учитывать потери растворенной добавки в пласте. Без ограничения какой-либо теорией, полагают, что, по меньшей мере, часть адсорбированной добавки может быть десорбирована из горной породы в водный буферный флюид в ходе продвижения на такое расстояние, когда по меньшей мере часть каждой порции буферного флюида остается в целостности в слое (слоях) горной породы. Полагают также, что, по меньшей мере, часть адсорбированной добавки может быть десорбирована из горной породы в любой последовательно закаченный водный рабочий флюид. Исходную концентрацию добавки в порциях водного замещающего флюида можно выбрать таким образом, чтобы, по меньшей мере, в части дисперсионно смешанных флюидов концентрация растворенной добавки оставалась выше, чем целевая концентрация растворенной добавки на установленном пройденном расстоянии (или фиксированном расстоянии) через слой (слои) горной породы из нагнетаемой скважины. Соответственно, целевая концентрация растворенной добавки на установленном пройденном расстоянии составляет, по меньшей мере, предельную концентрацию ($K_{пред.}$) для добавки, предпочтительно по меньшей мере в два раза выше $K_{пред.}$, предпочтительно в пять раз выше $K_{пред.}$, соответственно, установленное пройденное расстояние через слой (слои) горной породы может составлять по меньшей мере 25%, предпочтительно 50% расстояния между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной.

Моделирующие испытания с использованием модуля смешивания при транспортировании в геохимической модели можно проводить для определения оптимальной исходной концентрации растворенной добавки для различных предварительно рассчитанных поровых объемов порций водного замещающего флюида, что позволяет достигать требуемую целевую концентрацию растворенной добавки в дисперсионно смешанных флюидах на ряде установленных пройденных расстояний.

Обычно целевая концентрация растворенной добавки в дисперсионно смешанных флюидах на установленном пройденном расстоянии зависит от исходной концентрации добавки во множестве порций водного замещающего флюида, от поровых объемов каждой из порций водного замещающего флюида, порового объема каждой из порций буферного флюида, от потерь растворимой добавки на пути к пласту, а также от дисперсности пласта в виде процентов или доли установленного пройденного расстояния через слой (слои) горной породы. Специалисту в данной области техники представляется очевидным, что каждая порция водного замещающего флюида начинает дисперсионно смешиваться с соседними порциями водного буферного флюида, и в течение времени формируются концентрационные профили. Например, сначала концентрационный профиль для каждой дисперсионно смешанной порции водного замещающего флюида может характеризоваться нормальным распределением и таким образом концентрация достигает максимума в середине каждой порции и плавно снижается симметрично к передней и задней части порций или характеризуется асимметричным распределением таким образом, что максимальная концентрация отклоняется (то есть сдвигается в сторону от середины порции). Асимметричное рас-

пределение концентрации может возникать, если пласт является гетерогенным, то есть существует изменчивость физических свойств горной породы (например, пористость или проницаемость) в зоне расположения пласта. Полагают, что в итоге каждая из порций водного замещающего флюида может полностью смешиваться с соседними порциями буферного флюида таким образом, что порции объединяются друг с другом в слое (слоях) горной породы и формируют единую разбавленную порцию водного замещающего флюида. В таком случае целевая концентрация означает концентрацию объединённой разбавленной порции на отдельном пройденном расстоянии.

Без ограничения какой-либо теорией полагают, что растворенная добавка в диспергирующихся порциях водного замещающего флюида высвобождает дополнительные компоненты сырой нефти, которые в ином случае не высвобождаются из пор горной породы при заводнении слоя (слоев) породы водой, используемой в качестве водного растворителя, для водного замещающего флюида или водой, используемой в качестве водного буферного флюида. Соответственно, "зона высвобожденной нефти" вымывается из слоя (слоев) горной породы к эксплуатационной скважине. Таким образом, преимущество способа по настоящему изобретению заключается в том, что диспергирование порций водного замещающегося флюида и водного буферного флюида обеспечивает одинаковый концентрационный профиль добавки в слое (слоях) горной породы по сравнению с непрерывным закачиванием водного замещающего флюида в слой (слои) горной породы (когда одинаковое количество добавки закачивают в слой (слои) горной породы в режиме перемежающихся потоков и в режиме непрерывного закачивания, и общий поровый объем перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида в основном равен поровому объему непрерывно закачиваемого водного замещающего флюида).

Перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида предпочтительно закачивают под давлением по крайней мере в одну нагнетательную скважину, которая расположена на таком расстоянии от эксплуатационной скважины, что водный замещающий флюид проходит по крайней мере в один слой горной породы. Прохождение диспергирующихся порций водного замещающего флюида через слой (слои) горной породы вытесняет нефть от поверхности породы и проталкивает вытесненную нефть на поверхность и к эксплуатационной скважине, из которой извлекают нефть. Предпочтительно нагнетаемая скважина и эксплуатационная скважина расположены на расстоянии друг от друга в поперечном направлении, то есть не перекрываются.

Охваченный поровый объем (как определено выше) между нагнетательной скважиной и связанной эксплуатационной скважиной (скважинами) можно определить простыми методами, известными специалистам в данной области техники. Таким образом, охваченный поровый объем можно определить при прохождении воды с высокой соленостью, содержащей инертный индикатор, через слой (слои) горной породы из нагнетательной скважины в эксплуатационную скважину (скважины). Охваченный поровый объем можно также определить с использованием модели. При таком моделировании используют имитатор пласта, в который импортирована статическая геологическая модель пласта. Такую статическую геологическую модель получают при вводе данных сейсмической визуализации и петрофизических данных (таких как пористость и проницаемость слоя (слоев) горной породы, минералогические данные, исходное водонасыщение пласта и исходное нефтенасыщение пласта), при этом получают трехмерную модель (3D) пласта, на которой показаны слои горной породы, ловушки и любые дефекты, и при включении петрофизических данных, связанных с одним или более слоев пласта. Расположение нагнетательной скважины (скважин) и эксплуатационной скважины (скважин) последовательно вводят в имитатор пласта вместе с дополнительными свойствами флюидов, такими как относительные проницаемости горной породы в отношении нефти и воды. Затем имитатор пласта используют для моделирования закачивания флюидов в один или более слоев горной породы через нагнетательную скважину (скважины), движения флюидов через один или более слоев пласта, прежде всего нефтеносных пластов, и добычи флюидов из пласта через эксплуатационную скважину (скважины). Модель имитатора пласта можно также обновлять с использованием четырехмерных данных сейсмической визуализации (4-D), то есть данных сейсмической визуализации, полученных в один или более моментов времени после начала добычи нефти из пласта. Имитатор пласта можно также использовать для определения охваченного порового объема между нагнетательной скважиной и одной или более эксплуатационных скважин при моделировании движения закачиваемого флюида, содержащего индикатор, от нагнетательной скважины к эксплуатационной скважине (скважинам). Охваченный поровый объем отличается от порового объема, определенного с использованием объема нефтеносного слоя (слоев) между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной (скважинами) и пористости горной породы, так как при определении охваченного порового объема учитываются барьеры для потока, такие как снижение проницаемости слоя (слоев) горной породы.

Как описано выше, могут существовать одна нагнетательная скважина и одна эксплуатационная скважина, но предпочтительно могут существовать более одной нагнетательной скважины и более одной эксплуатационной скважины. Специалисту в данной области техники представляется очевидным, что в зависимости от пространственного расположения нагнетательной скважины и связанных с ней эксплуатационных скважин, водный замещающий флюид может прорваться в каждую эксплуатационную скважину в различные моменты времени.

Способ по настоящему изобретению можно использовать в начале добычи нефти из пласта (исключая первичное извлечение нефти), в режиме вторичной добычи (после первичного извлечения нефти при природном давлении пласта) или в режиме третичного извлечения нефти (например, после заводнения водой, которая содержит/не содержит растворенную добавку, прежде всего растворенную добавку, которую используют в методах повышения нефтеотдачи (растворенная ПНО-добавка)).

Специалисту в данной области техники представляется очевидным, что в режиме вторичного извлечения нефти флюид закачивают в пласт из нагнетательной скважины, чтобы поддерживать давление в пласте и вытеснять нефть к эксплуатационной скважине. Преимущество закачивания перемежающихся порций водного замещающего флюида (содержащего ПНО-добавку) и водного буферного флюида в слой (слои) горной породы в ходе выполнения вторичного извлечения нефти, заключается в том, что растворенная добавка высвобождает дополнительную нефть из пор по меньшей мере одного слоя горной породы. Соответственно, возможен продолжительный период извлечения обезвоженной нефти из эксплуатационной скважины, что позволяет отсрочить прорыв воды. Кроме того, даже после прорыва воды можно осуществлять повышенное извлечение нефти по сравнению с использованием закачиваемой воды, использованной в качестве водного буферного флюида, и значительно сниженное обводнение продукции скважины. Возможно также сниженное обводнение продукции (или более высокое соотношение нефть/вода) для данного объема добытого флюида по сравнению с использованием закачиваемой воды, использованной в качестве водного буферного флюида. Эти преимущества также имеют значение, если способ по настоящему изобретению используют в начале добычи нефти из пласта.

Специалист в данной области техники должен понимать, что при третичном извлечении нефти останавливают закачивание исходного флюида и в слой (слои) горной породы закачивают другой флюид для повышения извлечения нефти. Таким образом флюиды, закачиваемые в слой (слои) горной породы в ходе третичного извлечения, представляют собой перемежающиеся порции водного замещающего флюида и водного буферного флюида, и флюид, который был предварительно закачен в слой (слои) горной породы в ходе вторичного извлечения, может представлять собой воду, которая не содержит добавку (прежде всего ПНО-добавку). Обычно предварительно закаченная вода может представлять собой морскую воду, воду эстуария, солоноватую воду, добытую воду, воду из водоносного слоя, речную воду, озерную воду, обессоленную воду или их смесь.

Настоящее изобретение ниже проиллюстрировано со ссылкой на следующие примеры и фигуры.

Пример.

Моделирование смешивания при транспортировке

Для моделирования смешивания перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида использовали модуль смешивания при транспортировке. Модуль смешивания при транспортировке представляет собой однофазный одномерный модуль смешивания при транспортировке. Одномерный модуль смешивания при транспортировке включает множество ячеек, расположенных в виде серии, через которую перемещают (вытесняют) флюиды. Было решено использовать серию ячеек, в которой общее число ячеек содержит один поровый объем флюида. Соответственно предполагалось, что часть ячеек содержала часть порового объема флюида. При моделировании закачивания перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида каждая из ячеек в серии исходно содержала пластовую воду, и для каждого вытеснения в первую ячейку в серии вводили либо водный замещающий флюид, либо водный буферный флюид, при этом флюиды, содержащиеся в первой и последующих ячейках, перемещались (вытеснялись) в следующую ячейку в серии, и флюиды, удаленные из последней ячейки в серии, не учитывались. Таким образом, если число ячеек составляло n , то при введении одного порового объема флюидов в ячейки требуется n перемещений. Обычно число ячеек (n) в модуле смешивания при транспортировке составляет по меньшей мере 10, предпочтительно от 20 до 2000, например от 50 до 1500. Смешивание между флюидами, содержащимися в ячейках, индуцировали при продвижении флюидов через каждую ячейку, при этом степень смешивания в каждой ячейке определяли по введённому значению дисперсности в интервале от 1 до 30%, предпочтительно от 2 до 25%, прежде всего от 2 до 10% (причем дисперсность определяли в виде процентов от числа ячеек модуля смешивания при транспортировке). Таким образом смешивание повышалось как с повышением дисперсности, так и с повышением числа перемещений. Специалист в данной области техники должен понимать, что в ходе продвижения флюидов порции водного замещающего флюида и порции водного буферного флюида могут полностью смешиваться в одной из ячеек в серии и затем смешивание флюидов может распространяться на другие ячейки в серии. После того как требуемый общий долевым поровый объем водного замещающего флюида введен в серию ячеек, в дальнейшем для каждого перемещения водный рабочий флюид вводили в первую ячейку в серии до тех пор, пока водный рабочий флюид перемещается (вытесняется) из каждой ячейки в серии.

Результаты моделирования

Одномерную модель смешивания в пласте (модель PHREEQC), содержащую 1000 ячеек (1000 л общего порового объема) использовали для имитации транспортирования добавки через пласт в двух различных режимах:

(1) непрерывное закачивание водного раствора добавки в ячейки, и

(2) периодическое закачивание порций водного раствора добавки и порций водного буферного флюида в ячейки.

Имитацию проводили в условиях, указанных в табл. 1, либо при непрерывном закачивании 1,0 поровых объемов водного раствора добавки, либо при закачивании 1,0 общих поровых объемов перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида (каждая порция может занимать более одной ячейки). Имитацию также проводили в условиях, указанных в табл. 2, либо при непрерывном закачивании 0,2 поровых объемов водного замещающего флюида с последующим закачиванием 0,8 поровых объемов водного рабочего флюида, либо при закачивании 0,2 общих поровых объемов перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного раствора с последующим закачиванием 0,8 поровых объемов водного рабочего флюида. Таким образом в каждом эксперименте по имитации в ячейки закачивали общий один поровый объем флюида (флюидов). Натрий использовали в качестве характерной добавки для водного замещающего флюида. Во всех экспериментах по имитации использовали одинаковое общее количество добавки (100 молей) и аналогичную дисперсность пласта 1%. Имитацию проводили как с выбором значения для адсорбционной емкости пласта в модели, так и без нее.

Таблица 1

Имитация PHREEQC с использованием одного порового объема непрерывно закачиваемого замещающего флюида или одного порового объема (ПО) перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида

Имитация	Число порций водного замещающего флюида	Соотношение порций водного буферного флюида и порций водного замещающего флюида	Дисперсность (%)	Адсорбционная емкость пласта (моль/ПО)
1 (101)	Непрерывное закачивание (1000)	Не применимо	1,0	0
2 (202)	20	1:1	1,0	0
3 (103)	50	3:1	1,0	0
4 (111)	Непрерывное закачивание (1000)	Не применимо	1,0	50
5 (212)	20	1:1	1,0	50
6 (113)	50	3:1	1,0	50

Таблица 2

Имитация PHREEQC - 0,2 поровых объемов непрерывно закачиваемого водного замещающего флюида или перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида

Имитация	Число порций водного замещающего флюида	Соотношение водных порций и порций водного замещающего флюида	Дисперсность (%)	Адсорбционная емкость пласта (моль/ПО)
7 (104)	Непрерывное закачивание (200)	0	1,0	0
8 (106)	50	3:1	1,0	0
9 (114)	Непрерывное закачивание (200)	0	1,0	50
10 (116)	50	3:1	1,0	50

На фиг. 1а и 1б показаны профили максимальной концентрации добавки после закачивания 0,25 порового объема флюидов для экспериментов по имитации, которые проводили в условиях, указанных в табл. 1. Аналогичным образом на фиг. 2а и 2б показаны профили максимальной концентрации добавки после закачивания 0,25 порового объема флюидов для экспериментов по имитации, которые проводили в условиях, указанных в табл. 2. На фиг. 1а и 2а показаны профили, полученные в модели при выключении адсорбции добавки, а на фиг. 1б и 2б показаны профили, полученные при включении адсорбции добавки в модель. На фиг. 1а и 1б показаны профили, полученные в экспериментах по имитации с непрерывным закачиванием водного раствора добавки (водного замещающего флюида), и профили, полученные в экспериментах по имитации с закачиванием 20 и 50 порций водного замещающего флюида, разделенных порциями водного буферного флюида. На фиг. 2а и 2б показаны профили в экспериментах по имитации с непрерывным закачиванием водного раствора добавки (водного замещающего флюида), и профили, полученные в экспериментах по имитации с закачиванием 50 порций водного замещающего флюида, разделенных порциями водного буферного флюида. Так как в ходе всех экспериментов по имитации в модуль для смешивания при транспортировке закачивали одинаковую массу добавки, при моделировании закачивания перемежающихся порций требовалось увеличение концентрации добавки в порциях водного замещающего флюида по сравнению с моделированием непрерывного закачивания водного раствора добавки. Можно наблюдать, что в экспериментах по имитации, в ходе которых адсорбция добавки

приводит к сужению фронта добавки в модели. Неожиданно было установлено, что после закачивания 0,25 поровых объемов флюидов, профили концентрации добавки при непрерывном закачивании водного замещающего флюида являются аналогичными профилям, полученным при закачивании перемежающихся порций водного замещающего флюида и порций водного буферного флюида. Однако наблюдается более высокая концентрация добавки в исходной части пласта (исходный объем 0,05 ПО пласта) по сравнению с экспериментами по имитации при непрерывном закачивании водного замещающего флюида.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ извлечения сырой нефти из пласта, включающего по меньшей мере один слой горной породы, содержащий сырую нефть и пластовую воду в его поровом пространстве, при этом по меньшей мере один слой горной породы пересекают по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, и указанный способ включает закачивание в по меньшей мере один слой горной породы из нагнетательной скважины перемежающихся порций водного вытесняющего флюида, содержащего раствор водорастворимой добавки в водном растворителе, и водного буферного флюида, характеризующийся тем, что:

(а) число закаченных порций водного замещающего флюида (n) находится в интервале от 15 до 1000 на охваченный поровый объем (ОПО) по меньшей мере одного слоя горной породы,

(б) закаченный поровый объем каждой индивидуальной порции (ПО_{инд.порция}) водного замещающего флюида находится в интервале от 10^{-12} до 10^{-2} охваченного порового объема (ОПО) по меньшей мере одного слоя горной породы:

$$10^{-12} \leq \text{ПО}_{\text{инд.порция}} \leq 10^{-2}$$

(в) общий закаченный поровый объем порций водного замещающего флюида находится в интервале от 10^{-8} до 10^{-1} охваченного порового объема (ОПО) по меньшей мере одного слоя горной породы:

$$10^{-8} \leq \sum_{i=1}^n \text{ПО}_{\text{инд.порция}} \leq 10^{-1}$$

(г) закаченный поровый объем каждой индивидуальной порции водного буферного флюида (ПО_{инд.буферн.}) находится в интервале от 0,0001 до 0,1000 охваченного порового объема (ОПО) по меньшей мере одного слоя горной породы:

$$0,0001 \leq \text{ПО}_{\text{инд.буферн.}} \leq 0,1000$$

(д) общий закаченный поровый объем порций водного буферного флюида находится в интервале от 0,9000000 до 0,9999999 охваченного порового объема (ОПО) по меньшей мере одного слоя горной породы:

$$0,9000000 \leq \sum_{i=1}^n \text{ПО}_{\text{инд.буферн.}} \leq 0,9999999$$

(е) горная порода характеризуется дисперсностью (α) в интервале от 1 до 30% расстояния между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, и

(ж) количество добавки, доставленной в по меньшей мере один слой горной породы с помощью множества порций водного замещающего флюида, равно или более предварительно определенного минимального количества добавки (МКД), причем минимальное количество добавки (МКД), доставленной в по меньшей мере один слой горной породы с помощью закачивания множества порций водного замещающего флюида, определяют по уравнению 1, представленному ниже:

$$\text{МКД} = \left[K_{\text{сред.исх.}} \cdot (4\sqrt{\alpha} \cdot \text{фош}^{-1} \left\{ \frac{K_{\text{пред.}}}{K_{\text{сред.исх.}}} \right\}) + \text{АЕР} \right] \cdot \text{ОПО} \quad (1)$$

где АЕР означает адсорбционную емкость пласта, $K_{\text{пред.}}$ означает предельную концентрацию добавки, $K_{\text{сред.исх.}}$ означает исходную среднюю концентрацию добавки в перемежающихся порциях водного замещающего флюида и водного буферного флюида (α) означает дисперсность пласта, а ОПО означает охваченный поровый объем по меньшей мере одного слоя горной породы, где $K_{\text{сред.исх.}}$ определяют по уравнению 2, представленному ниже:

$$K_{\text{сред.исх.}} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{\text{исх.порция}} \cdot \text{ПО}_{\text{инд.порция}})}{\sum_{i=1}^n (\text{ПО}_{\text{инд.порция}} + \text{ПО}_{\text{инд.буферн.}})} \quad (2)$$

где $K_{\text{исх.порция}}$ означает исходную концентрацию добавки в индивидуальной порции водного замещающего флюида.

2. Способ по п.1, где водорастворимую добавку выбирают из группы, состоящей из ПАВ, мочевины и ее производных, этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТУ) и ее солей щелочных металлов, гидроксидов щелочных металлов, карбонатов щелочных металлов, ортосиликатов щелочных металлов и их смесей.

3. Способ по п.1 или 2, где водный рабочий флюид закачивают в слой горной породы после закачивания перемежающихся порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида.

4. Способ по любому из предшествующих пунктов, где соотношение закаченного порового объема индивидуальной порции водного буферного флюида и закаченного порового объема соседней порции водного замещающего флюида находится в интервале от 2:1 до 1000:1, предпочтительно от 3:1 до 500:1.

5. Способ по любому из предшествующих пунктов, где водный замещающий флюид периодически доставляют на участок закачивания в пласт с помощью танкера, и водный замещающий флюид напрямую закачивают из танкера в нагнетательную систему для нагнетательной скважины.

6. Способ по п.5, где танкером является наливной танкер и указанный танкер закоривают на участке для закачивания к причалу-буй для отгрузки нефти, который служит как в качестве точечного причала, так и в качестве соединения наливного танкера с нагнетательной системой для нагнетательной скважины, и водный замещающий флюид напрямую закачивают из наливного танкера в нагнетательную систему для нагнетательной скважины через причал-буй.

7. Способ по п.5 или 6, где водный замещающий флюид доставляют на участок закачивания с помощью танкера в форме концентрата, в котором концентрация добавки составляет по меньшей мере 5 мас.%, предпочтительно по меньшей мере 10%, наиболее предпочтительно по меньшей мере 20 мас.% и меньше насыщающей концентрации добавки в условиях окружающей среды на участке закачивания, и где перед прибытием танкера к участку закачивания закачиваемую воду нагнетают в нагнетательную систему для нагнетательной скважины и затем танкер подходит к участку закачивания либо когда:

(а) нагнетание закачиваемой воды в нагнетательную систему прерывают и концентрат доставляют из танкера в нагнетательную систему для нагнетательной скважины таким образом, что концентрат служит в качестве порции водного замещающего флюида, и после завершения доставки концентрата из танкера в нагнетательную систему, закачивание закачиваемой воды в нагнетательную систему снова начинают таким образом, что закачиваемая вода служит в качестве порции водного буферного флюида, либо

(б) нагнетание закачиваемой воды в нагнетательную систему продолжают и концентрат доставляют из танкера к точке смешивания нагнетательной системы, где концентрат разбавляют в закачиваемой воде таким образом, что разбавленный концентрат служит в качестве порции водного замещающего флюида, и после завершения доставки концентрата из танкера к точке смешивания, нагнетание закачиваемой воды продолжают таким образом, что закачиваемая вода служит в качестве порции водного буферного флюида.

8. Способ по п.7, где закачиваемую воду выбирают из соленой воды, такой как морская вода, вода эстуария, солоноватая вода, соленая добытая вода, соленая вода из водоносной зоны, существующая в природе вода с пониженной соленостью, такая как добытая вода с низкой соленостью, вода из водоносной зоны с низкой соленостью, и пресная вода, вода с пониженным содержанием сульфатов, характеризующаяся концентрацией сульфат-анионов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно менее 40 об.ч./млн, обессоленная соленая вода с концентрацией сульфат-анионов менее 100 об.ч./млн, предпочтительно менее 40 об.ч./млн.

9. Способ по п.7 или 8, где танкер:

(а) доставляет порцию водного замещающего флюида в одну нагнетательную скважину и объемный размер порции определяют следующим образом:

объемный размер порции = объемная подаваемая емкость танкера × объемный фактор разбавления, или

(б) доставляет порцию водного замещающего флюида в каждую из множества нагнетательных скважин и объемный размер порции, доставляемой в индивидуальную нагнетательную скважину из множества нагнетательных скважин, определяют следующим образом:

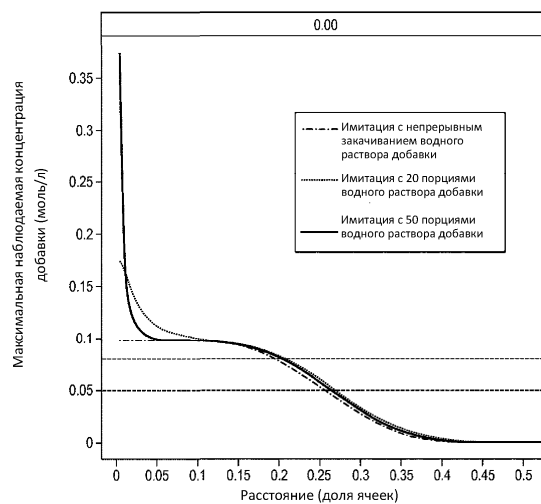
объемный размер порции = объемная подаваемая емкость танкера × объемный фактор разбавления × доля добавки, закаченной в слой горной породы из индивидуальной нагнетательной скважины.

10. Способ по п.9, где объемный фактор разбавления находится в интервале от 0,1 до 1.

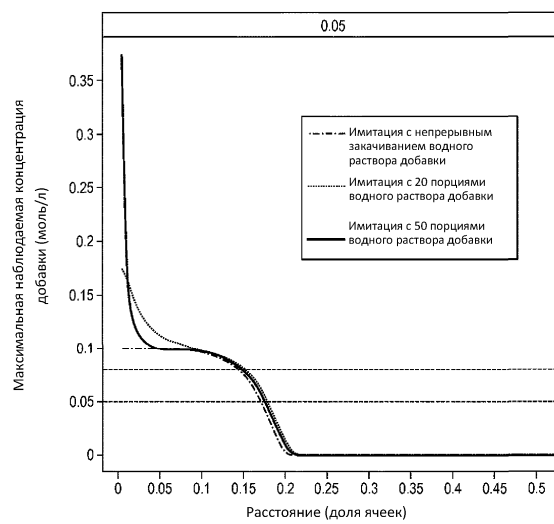
11. Способ по любому из пп.7-10, где добавкой является ПАВ, а закачиваемую воду выбирают из мягкой воды с концентрацией катионов жесткости менее 150 об.ч./млн, предпочтительно менее 70 об.ч./млн, наиболее предпочтительно менее 50 об.ч./млн.

12. Способ по любому из предшествующих пунктов, где от 20 до 500 порций, предпочтительно от 20 до 250 порций, прежде всего от 20 до 100 порций водного замещающего флюида закачивают в слой горной породы на охваченный поровый объем.

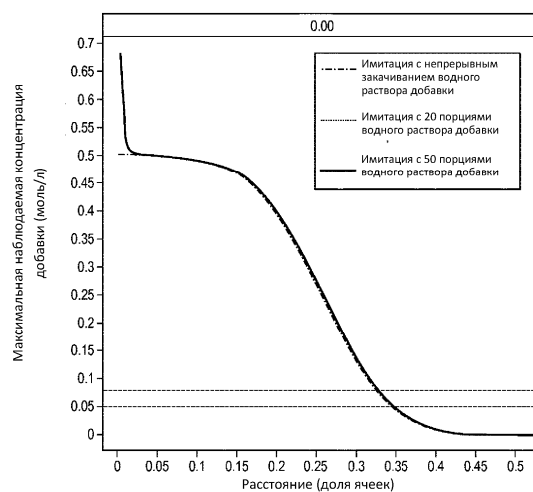
13. Способ по любому из предшествующих пунктов, где размеры поровых объемов множества порций водного замещающего флюида и водного буферного флюида являются одинаковыми или различными.



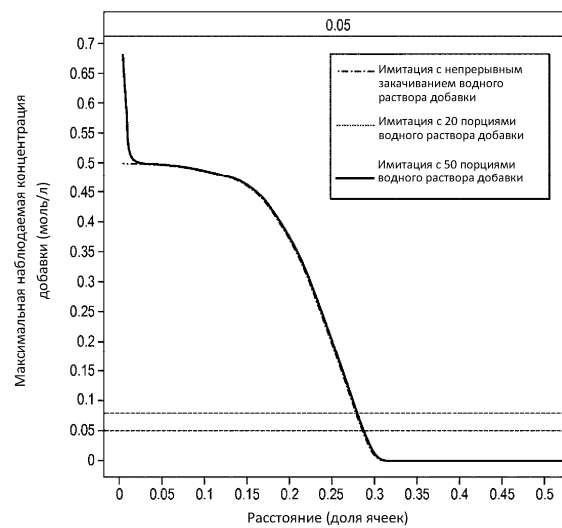
Фиг. 1а



Фиг. 1б



Фиг. 2а



Фиг. 26

