

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **044722**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.09.27

(21) Номер заявки
202293304

(22) Дата подачи заявки
2022.12.12

(51) Int. Cl. **C09K 8/58** (2006.01)
C09K 8/584 (2006.01)
C09K 8/588 (2006.01)
C09K 8/60 (2006.01)
E21B 43/00 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)

(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ(43) **2023.09.26**(96) **2022000126 (RU) 2022.12.12**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ПАРТНЕРСТВА" (RU)**

(72) Изобретатель:
**Бондарь Михаил Юрьевич, Кольцов
Игорь Николаевич, Осипов Андрей
Валерьевич, Мильчаков Сергей
Васильевич, Громан Андрей
Андреевич, Щербаков Георгий
Юрьевич (RU)**

(74) Представитель:
Чугункина Л.А. (RU)

(56) **RU-C1-2598095**

**Е.С. КАЛИНИН и др. ПРИМЕНЕНИЕ
ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ
В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
ПЛАСТОВ, [онлайн], 2010, №7 (28),
страницы 186-194, [найдено 05.04.2023]. Найдено
<ВЕСТН. САМАР. ГОС. ТЕХН. УН-ТА. СЕР.
ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ, [https://cyberleninka.ru/ar
ticle/n/primenenie-vodnyh-rastvorov-lignosulfonatov
-v-protssah-povysheniya-nefteotdachi-plastov/view
er](https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-vodnyh-rastvorov-lignosulfonatov-v-protssah-povysheniya-nefteotdachi-plastov/viewer)>.**

**RU-C2-2655258
US-A-4194564
CN-B-104411377**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам добычи нефти третичными методами, а именно к химическим методам увеличения нефтеотдачи, и может быть использовано для добычи остаточной нефти на месторождениях на третьей и четвертой стадиях разработки. Техническим результатом изобретения является повышение эффективности использования ПАВ при ПАВ-полимерном заводнении пласта, которое выражается в виде дополнительной добычи нефти, приходящейся на единицу массы закачанного в пласт ПАВ, и снижение нецелевых потерь ПАВ. Заявленный способ добычи нефти включает следующие этапы: закачка в пласт через нагнетательную скважину первой оторочки, представляющей собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ и органической щелочи; закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину второй оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции; закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину третьей оторочки, представляющей собой полимерный раствор; закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину воды; добыча нефти через по меньшей мере одну добывающую скважину.

B1**044722****044722****B1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к способам добычи нефти третичными методами, а именно, к химическим методам увеличения нефтеотдачи, и может быть использовано для добычи остаточной нефти на месторождениях на третьей и четвертой стадиях разработки.

В условиях повышения доли трудноизвлекаемых запасов нефти для поддержания и увеличения объемов её добычи в настоящее время более активно используют различные новейшие технологии, такие как, например, химические методы увеличения нефтеотдачи (ХМУН). Их целью является увеличения коэффициента охвата и/или вытеснения, в том числе за счет снижения межфазного натяжения между нагнетаемой жидкостью и пластовой нефтью, изменение смачиваемости и контроль подвижности нефти в коллекторе на поздних стадиях разработки. Одной из разновидностей ХМУН является технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, предполагающая закачку в пласт сначала поверхностно-активных веществ (ПАВ) и щелочи с раствором полимера, а затем полимерной оторочки и воды.

Одним из главных препятствий для активного внедрения и широкого применения ХМУН и, в частности, ПАВ-полимерного заводнения, является увеличение нецелевых потерь дорогостоящих ПАВ из-за их адсорбции на породе пласта. Вследствие чего, существенно снижается эффективность химических методов увеличения нефтеотдачи, а, в отдельных случаях, применение таких методов может быть абсолютно неудовлетворительным на некоторых месторождениях, например, с большим содержанием глин в породе пласта или при высокой жесткости пластовых вод. Таким образом, минимизация потерь ПАВ при применении ХМУН является важнейшей задачей, решение которой обеспечит повышение эффективности ПАВ-полимерного заводнения при извлечении остаточной нефти на поздних стадиях добычи.

Одним из путей решения указанной проблемы является поиск наиболее эффективных ПАВ и композиций на их основе, обладающих повышенной устойчивостью к процессам адсорбции внутри пласта и при этом сохраняющих свои свойства для повышения мобильности остаточной нефти. Данный подход раскрывается, например, в публикации Patil P.D. Surfactant Based EOR for Tight Oil Reservoirs through Wettability Alteration: Novel Surfactant Formulations and their Efficacy to Induce Spontaneous Imbibition // Society of Petroleum Engineers. - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. - Oman, Muscat. -2018. -P. 1-19.

Другой эффективной стратегией борьбы с адсорбцией ПАВ на породе пласта является закачка в пласт перед основной оторочкой, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции, предварительной оторочки (предоторочки). Так, из уровня техники известен способ разработки залежей нефти (Патент РФ №2592005, опубликован 20.07.2016), включающий закачку в пласт через нагнетательную скважину композиции в виде водного раствора ПАВ, щелочного агента (неорганическая щелочь) и полимера. При этом в нагнетательную скважину предварительно закачивают оторочку низкоминерализованной воды, причем объем указанной оторочки рассчитывают в зависимости от исходной минерализации воды в пласте. После этого закачивают упомянутую композицию, в которой в качестве ПАВ используют неионогенные и анионные ПАВ, затем закачивают оторочку полимерного раствора с вязкостью, равной вязкости пластовой нефти, в количестве от 0,3 до 0,6 поровых объемов, после этого переходят на обычное заводнение.

Существенным недостатком известного технического решения является состав оторочки, представляющей собой низкоминерализованную воду, которую закачивают при реализации способа перед оторочкой композиции в виде раствора ПАВ, щелочного агента и полимера, поскольку закачка указанной оторочки приводит к набуханию глин, после чего происходит увеличение площади контакта ПАВ и заряженных частиц глин, что в конечном итоге приводит к росту адсорбции ПАВ и, соответственно, к их высоким потерям. Кроме того, применение низкоминерализованной воды в качестве предварительной оторочки приводит к ускоренной коагуляции пласта, потере приемистости, снижению охвата пласта химическим заводнением, поскольку начальная минерализация пластовой воды является наиболее высокой по сравнению с закачиваемой низкоминерализованной водой. Перечисленные нежелательные эффекты, которые проявляются вследствие использования низкоминерализованной воды перед оторочкой композиции в виде раствора ПАВ, щелочного агента и полимера приводят к снижению эффективности нефтедобычи, в частности, к снижению коэффициентов охвата и вытеснения.

Кроме того, известен способ разработки нефтяного пласта (Патент РФ № 2598095, опубликован 20.09.2016), который рассмотрен в качестве наиболее близкого аналога, включающий последовательную закачку в пласт через нагнетательную скважину первой оторочки в виде смеси водного раствора неорганической щелочи с водорастворимым оксиэтилированным алкилфенолом (НПАВ) и полиакриламидом (ПАА), второй оторочки в виде смеси водного раствора ПАА и водорастворимого оксиэтилированного алкилфенола, а также последующее заводнение водой. При этом, до закачки указанных оторочек производят закачку в пласт водного раствора ПАА с концентрацией от 0,05 до 0,5 мас.% в объеме, равном объему закачки первой оторочки или закачиваемой воды с минерализацией от 0,15 до 45 г/л.

Существенным недостатком известного способа является высокие потери ПАВ, вызванные закачкой раствора полимера (ПАА) в качестве предварительной оторочки, при которой происходит перераспределение потоков, так называемое выравнивание профиля приемистости, которое позволяет снизить потери закачиваемых впоследствии реагентов, в частности ПАВ, только в высокопроницаемых и промы-

тых каналах, при этом из-за большого размера молекул полимера (ПАА) в полной мере не происходит ингибирование адсорбции в низкопроницаемых каналах. Так, полимер, адсорбируясь, может частично снизить адсорбцию ПАВ, но только при существенном объеме оторочки, при этом экранируя остаточную нефть в защемленных порах и порах-ловушках, причем адсорбированный на породе полимер не позволяет ПАВ мобилизовать остаточную нефть, что в конечном итоге приводит к низкому коэффициенту вытеснения ($K_{\text{выт}}$). Вследствие чего, указанный способ характеризуется низкой эффективностью нефтедобычи при ПАВ-полимерном заводнении. Кроме того, существенным недостатком способа является применение в ПАВ-полимерных оторочках НПАВ, что не позволяет существенно снизить межфазное натяжение при реализации способа, что также приводит к низкому коэффициенту вытеснения ($K_{\text{выт}}$).

Общим недостатком, описанных выше технических решений, является высокие потери ПАВ при реализации способа ПАВ-полимерного заводнения, обусловленный не рациональным составом и объемом оторочки, закачиваемой в пласт перед основной оторочкой. Кроме того, общим недостатком указанных выше способов, в которых на разных этапах добычи нефти используют неорганическую щелочь, является необходимость дополнительной подготовки воды для ее умягчения (удаление катионов жесткости) и стабилизации. Причем, при отсутствии дополнительной подготовки воды при реализации описанных способов, в которых используют неорганическую щелочь, происходит интенсивное солеотложение внутри поверхностного оборудования, трубопроводов, призабойной зоны пласта и межскважинного пространства, в том числе вследствие геологической гетерогенности по латерали и разрезу, что приводит к снижению приемистости, выходу из строя погружных, в том числе, электроцентробежных насосов и увеличению частоты ремонтов скважин.

Задачей настоящего изобретения является создание способа добычи нефти, обеспечивающего эффективное вовлечение в разработку остаточных запасов нефти при сниженном расходе ПАВ.

Техническим результатом изобретения является повышение эффективности использования ПАВ при ПАВ-полимерном заводнении пласта, которое выражается в виде дополнительной добычи нефти, приходящейся на единицу массы закачанного в пласт ПАВ, и снижение нецелевых потерь ПАВ.

Вышеуказанный технический результат достигается для способа добычи нефти, который включает следующие этапы:

закачка в пласт через нагнетательную скважину первой оторочки в количестве от 0,05 до 0,2 доли порового объема, представляющей собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ в количестве от 0,25 до 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органической щелочи в количестве от 0,25 до 2 мас.% от общей массы первой оторочки;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину второй оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину третьей оторочки, представляющей собой полимерный раствор;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину воды;

добыча нефти через по меньшей мере одну добывающую скважину.

В заявленном способе нагнетательная скважина и по меньшей мере одна добывающая скважина находятся в гидродинамической связи.

В заявленном способе нагнетательная скважина и по меньшей мере одна добывающая скважина может находиться на одном участке месторождения.

В заявленном способе добычу нефти могут осуществлять через по меньшей мере одну добывающую скважину, соседнюю с нагнетательной.

В заявленном способе первая оторочка может быть приготовлена путем смешивания ПАВ и органической щелочи с заранее приготовленным полимерным раствором.

В заявленном способе содержание полимера в первой оторочке может быть задано из диапазона от 0,05 до 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки.

В заявленном способе в первой оторочке в качестве ПАВ может быть использован лигносульфонат натрия.

В заявленном способе в первой оторочке в качестве органической щелочи может быть использован моноэтаноламин, диэтаноламин или триэтаноламин.

В заявленном способе вторая оторочка может быть закачана в пласт в количестве от 0,3 до 0,5 доли порового объема.

В заявленном способе третья оторочка может быть закачана в пласт в количестве от 0,5 до 1 доли порового объема.

Достижение технического результата обеспечивается в первую очередь за счет закачки в пласт через нагнетательную скважину трех оторочек и воды, при заданном составе и объеме первой оторочки (предоторочки) и последующих оторочек.

Согласно заявленному способу на первом этапе через нагнетательную скважину в пласт закачивают первую оторочку (предоторочку) в количестве от 0,05 до 0,2 доли порового объема, представляющую собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ в количестве от 0,25 до 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органической щелочи в количестве от

0,25 до 2 мас.% от общей массы первой оторочки. Первую оторочку закачивают в пласт с целью подготовки призабойной зоны и межскважинного пространства, пассивирования породы пласта, экранирования глин породы, что впоследствии приводит к снижению адсорбции реагентов, в частности ПАВ, при закачке второй (основной) оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции. Это объясняется тем, что ПАВ склоны к адсорбции на породе, особенно на глинах, поэтому предварительная обработка пласта посредством закачки в пласт первой оторочки, представляющей собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ и органической щелочи, пассивируют породу, давая тем самым ПАВ во второй оторочке, которые подбираются под геолого-физические свойства пласта, продвигаться глубже в пласт и мобилизовать остаточную нефть при меньших его потерях на адсорбцию. При этом полимерный раствор в первой оторочке служит одновременно модификатором вязкости, позволяющим равномерно закачивать ингибитор адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ и органической щелочи, и равномерно распределять их потоки, а также является агентом по выравниванию профиля приемистости, уменьшающим объем закачки последующих реагентов в промытых и высокопроницаемых каналах.

В качестве полимера в первой оторочке может быть использовано любое известное из уровня техники водорастворимое высокомолекулярное вещество, способное выровнять коэффициенты подвижности нефти и водной фазы и повысить вязкость воды, в том числе: полиакриламиды или частично гидролизованные полиакриламиды или сополимеры акриламида, акриловой кислоты, 2-акриламидометилпропансульфонатов и н-винилпирролидона в любом соотношении, полиакрилаты, этиленовые сополимеры, биополимеры, карбоксиметилцеллюлозы, поливиниловые спирты и другие. В одном из вариантов осуществления изобретения в качестве раствора полимера в первой оторочке может быть использован частично гидролизованный полиакриламид, в частности сополимера акриламида трет-бутилсульфоновой кислоты с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Содержание полимера в первой оторочке варьируется от 0,05 до 0,25 мас.% от общей массы оторочки, что объясняется достижением достаточного уровня вязкости для выравнивания коэффициентов подвижности нефти и водной фазы, что, в свою очередь, дополнительно усиливает достижение технического результата.

Под ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ и органической щелочи, в контексте настоящего изобретения следует понимать смесь веществ, обладающих поверхностно-активными свойствами и веществ, обладающих основными или щелочными свойствами. В свою очередь за счет ингибитора адсорбции обеспечивается предварительная инактивация точек адсорбции перед введением второй (основной) оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции. По этой причине использование ингибитора адсорбции в составе первой оторочки (предоторочки) имеет важное значение для достижения заявленного технического результата. В одном из вариантов осуществления изобретения содержание ингибитора адсорбции в первой оторочке может варьироваться от 0,5 до 2,5 мас.%, что объясняется достаточным повышением водородного показателя относительно пластовой воды и достаточным содержанием ПАВ для пассивирования породы на удалении от призабойной зоны пласта. Отличительной особенностью предложенного способа является то, что в качестве ингибитора адсорбции в первой оторочке используют смесь ПАВ и органической щелочи, что позволяет обеспечить предварительную инактивацию точек адсорбции перед введением второй (основной) оторочки.

В качестве ингибитора адсорбции может быть использована смесь ПАВ в количестве от 0,25 до 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органическая щелочь в количестве от 0,25 до 2 мас.% от общей массы первой оторочки. Это обусловлено тем, что при такой комбинации достигается необходимый уровень pH и достаточное содержание концентрации ПАВ для их адсорбции на породе, что, в свою очередь, дополнительно усиливает достижение технического результата. При содержании ПАВ менее 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки и органической щелочи менее 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки может не обеспечиваться достаточное пассивирование породы и повышение pH до требуемых значений. Содержание ПАВ более 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органической щелочи более 2 мас.% от общей массы первой оторочки нецелесообразно, поскольку это приводит к неоправданному повышению расхода реагентов, в частности ПАВ. Кроме того, чрезмерное повышение концентрации органической щелочи в первой оторочке может привести к солеотложениям. В одном из вариантов осуществления изобретения, в качестве ПАВ в первой оторочке используют лигносульфонат натрия, что, в свою очередь, также обеспечивает достижение технического результата. Это объясняется тем, что лигносульфонат натрия является с одной стороны -веществом с выраженными поверхностно-активными свойствами, с другой стороны его молекулы являются достаточно крупными для инактивации активных центров породы пласта.

Пластовые воды нефтяных месторождений содержат катионы жесткости, такие как кальций, барий, стронций и магний, а также гидрокарбонат- и карбонат-анионы, при этом при смешении с такой пластовой водой водных растворов, содержащих в избытке неорганическую щелочь, например, карбоната натрия или его гидроксида, происходит повышение водородного показателя, снижение стабильности воды, выпадение в осадок сначала карбонатов кальция, далее, при повышении pH, гидроксидов магния и других нерастворимых солей и соединений катионов жесткости, что приводит к интенсивному солеотложе-

нию внутри поверхностного оборудования, трубопроводов, призабойной зоны пласта и межскважинного пространства. В этой связи, в составе первой оторочки используют органическую щелочь, так, в одном из вариантов осуществления изобретения, в качестве органической щелочи используют этаноламины, в частности моноэтаноламин или диэтаноламин или триэтаноламин, что объясняется тем, что моноэтаноламин или диэтаноламин или триэтаноламин являются хорошо растворимыми органическими веществами, обладающими основными свойствами, что, в свою очередь, дополнительно усиливает достижение технического результата. Кроме того, использование органических щелочей моноэтаноламина или диэтаноламина или триэтаноламина в первой оторочке не подразумевает повышение водородного показателя, из-за которого, в свою очередь, происходит интенсивное выпадение солей или снижение стабильности воды.

Объем первой оторочки может составлять от 0,05 до 0,2 доли порового объема, что, в свою очередь, также обеспечивает достижение технического результата. Заданный объем обусловлен тем, что первая оторочка должна характеризоваться меньшим объемом, чем вторая (основная) оторочка, поскольку мобилизация остаточной нефти происходит именно путем закачки второй (основной) оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции. При этом при объеме первой оторочки менее 0,05 доли порового объема не обеспечивается достаточное распространение такой оторочки от нагнетательной скважины в глубь межскважинного пространства, а закачка более 0,2 доли порового объема не целесообразна.

В одном из вариантов осуществления изобретения при приготовлении первой оторочки соответствующее ПАВ и органическую щелочь смешивают с заранее приготовленным полимерным раствором. Важность правильного приготовления первой оторочки обусловлена тем, что при приготовлении полимерного раствора на воде, уже содержащей ПАВ, происходит интенсивное пенообразование при перемешивании, что может повлечь за собой выход их строя смесительного и другого оборудования, а также приведет к сложности закачки первой оторочки в пласт.

На следующем этапе способа в пласт через ту же нагнетательную скважину закачивают вторую оторочку, представляющую собой раствор ПАВ-полимерной композиции. Вторую оторочку закачивают в пласт с целью мобилизации остаточной нефти и ее транспортировки от нагнетательной скважины к добывающей скважине, при этом смесь ПАВ мобилизует остаточную нефть, отмывая ее со стенок пор и каналов, в том числе в защемленных порах и порах-ловушках. Мобилизация нефти происходит за счет снижения межфазного натяжения на границе воды и нефти, поэтому смесь ПАВ подбирается исходя из способности достигнуть требуемого значения. В качестве анионного ПАВ во второй оторочке может быть применено индивидуальное анионное поверхностно-активное вещество или смесь анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ, представляющих собой сульфонаты, сульфаты, карбоксилаты, фосфаты соединений на основе альфа-олефинов, внутренних олефинов, бензолсульфонатные соединения с разветвленным алкильным радикалом, сульфатные соединения пропиленоксидов, сульфаты соединений этиленоксида, сульфаты соединений этилен-пропиленоксида или их смесей, сульфаты, сульфонаты, фосфаты, карбоксилаты соединений внутренних и альфа-олефинов, имеющих в своем составе этокси- и пропокси-группы, сульфонаты, фосфаты, карбоксилаты соединений жирных спиртов и органических кислот и их смесей, смеси алкоксилированного глицерилсульфоната относительно алкоксилированного спирта и другие. Содержание смеси ПАВ в составе второй оторочки может варьироваться от 0,3 до 1 мас.%. В одном из вариантов использования способа содержание ПАВ анионного типа составляет 0,5 мас.%, поскольку при такой концентрации достигается оптимальное межфазное натяжение и коэффициент солюбилизации.

В одном из вариантов осуществления изобретения в качестве второй оторочки может быть использован раствор ПАВ-полимерной композиции, содержащей смесь неионогенного ПАВ, ПАВ анионного типа, соразворитель в концентрации от 0,3 до 0,6 мас.% в пересчете на активное вещество, и частично гидролизованный полиакриламид. При этом соразворитель в составе композиции второй оторочки выполняет роль агента, повышающего растворимость и стабильность смеси ПАВ, в частности, он понижает точку замерзания смеси ПАВ. В качестве соразворителя согласно изобретению может быть использован этанол, бутанол, изобутанол и пропанол, а также их производные. Частично гидролизованный полиакриламид в составе второй оторочки выполняет роль модификатора вязкости и агента, выравнивающего подвижность нефти и закачиваемого водного раствора. Он может быть представлен частично гидролизованным сульфонируемым полиакриламидом с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%, с концентрацией 0,15 мас.%. Содержание частично гидролизованного полиакриламида в составе второй оторочки может варьироваться от 0,05 до 0,25%.

В одном из вариантов осуществления изобретения вторую оторочку закачивают в пласт в количестве от 0,3 до 0,5 доли порового объема, являющегося достаточным объемом для мобилизации остаточной нефти в пласте.

На следующем этапе способа в пласт через ту же нагнетательную скважину закачивают третью оторочку, представляющую собой полимерный раствор. Третью оторочку закачивают в пласт с целью эффективного транспорта первой (предварительной) и второй (основной) оторочек и их равномерного продвижения от нагнетательной скважины до добывающей скважины, которые находятся в гидродина-

мической связи. В одном из вариантов осуществления изобретения объем третьей оторочки, который закачивают в пласт, может составлять от 0,5 до 1 доли порового объема. Заданный объем является достаточным для эффективного транспорта первой оторочки и второй оторочки в сторону добывающей скважины. В качестве полимера в третьей оторочке может быть использовано любое известное из уровня техники водорастворимое высокомолекулярное вещество, в том числе: полиакриламиды или частично гидролизованные полиакриламиды или сополимеры акриламида, акриловой кислоты, 2-акриламидометилпропансульфонатов и н-винилпирролидона в любом соотношении, полиакрилаты, этиленовые сополимеры, биополимеры, карбоксиметилцеллюлозы, поливиниловые спирты и другие. В одном из вариантов осуществления изобретения в качестве раствора полимера в третьей оторочке может быть использован частично гидролизованный полиакриламид, в частности сополимера акриламида третбутилсульфоновой кислоты с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Содержание частично гидролизованного полиакриламида в составе третьей оторочки может варьироваться от 0,05 мас.% до 0,25 мас.%.

На завершающих этапах способа в пласт через ту же нагнетательную скважину закачивают воду и затем осуществляют добычу нефти через по меньшей мере одну добывающую скважину, при этом продолжительность добычи определяют в зависимости от рентабельности скважины. Для закачки воды в пласт может быть использована пластовая вода или вода из системы поддержания пластового давления. Закачка воды обеспечивает транспорт, закачанных ранее оторочек, и их равномерное продвижение от нагнетательной скважины до добывающей скважины. Объем закачиваемой воды регламентируется геолого-физическими характеристиками пласта конкретного месторождения и необходимостью вытеснения нефти и предварительно закачанных оторочек.

Таким образом, в рамках настоящего изобретения через нагнетательную скважину осуществляют последовательную закачку в пласт трех оторочек заданного состава и воды, после чего осуществляют добычу нефти через одну или несколько добывающих скважин. В контексте рассматриваемого способа закачка в пласт оторочек и воды может производиться как в непрерывном режиме, так и с выдерживанием технологических пауз.

Изобретение поясняется следующими фигурами

На фиг. 1 показан график динамики выноса ПАВ, отражающий зависимость отношения концентрации добываемого ПАВ из второй оторочки к исходной его концентрации от прокачанного объема оторочек, где 1 - первая оторочка, представляющей собой полимерный раствор, 2 - первая оторочка, представляющей собой полимерный раствор и ПАВ, 3 - первая оторочка, представляющая собой, представляющей собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого использовали смесь ПАВ и органической щелочи.

На фиг. 2 показан график зависимости нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения и доли нефти в пробе от прокачанного объема оторочек.

Ниже приведены частные примеры реализации, которые иллюстрируют заявленное изобретение, но не ограничивают его. Кроме того, в подтверждение заявляемого технического результата приведены эксперименты в сравнении с ближайшим аналогом (прототипом).

Пример 1. Моделирование способа добычи нефти согласно предлагаемому изобретению в лабораторных условиях.

Апробацию предлагаемого способа провели на насыпной модели пласта, приготовленной из измельченного ядерного материала, взятого с Холмогорского месторождения, характеризующегося следующим набором геолого-физических характеристик: нефтеносность месторождения связана с меловыми отложениями, начальные запасы нефти составляют 70 миллионов тонн, целевой терригенный объект, находящийся на четвертой фазе разработки, залегает на глубине 2432 м, тип залежи месторождения относится к пластово-сводовой, тип коллектора соответствует терригенному. Средние значения геолого-физических характеристик: пористость равна 0,18, проницаемость равна 35-70 мД, коэффициент песчаности равен 0,62 д.ед., температура пласта составляет 87°C, начальное пластовое давление равно 25,3 МПа, вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,8 сП, начальная нефтенасыщенность равна 0,60 д.ед., минерализация пластовой воды составляет 15-20 г/л. Месторождение характеризуется развитой системой заводнения, средняя обводненность продукции составляет 95,9%.

Для моделирования реализации предлагаемого способа вначале произвели насыщение подготовленной насыпной модели пласта флюидами в соответствии с вышеприведенными характеристиками разрабатываемого месторождения. После чего на первом этапе произвели закачку в насыпную модель первую оторочку в количестве 0,2 доли порового объема, представляющую собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого использовали смесь ПАВ, в частности, лигносульфонат натрия, в количестве 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки и органическую щелочь, в частности, моноэтаноламин, в количестве 0,25% от общей массы первой оторочки. В качестве полимера использовали частично гидролизованный полиакриламид, в частности сополимера акриламида третбутилсульфоновой кислоты с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Содержание полимера в первой оторочке составило 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки. Первую оторочку готовили путем смешивания лигносульфоната натрия и моно-

этанолamina с заранее приготовленным полимерным раствором частично гидролизованного сульфони-рованного полиакриламида.

На следующем этапе произвели закачку в насыпную модель пласта второй оторочки, представляющую собой раствор ПАВ-полимерной композиции, содержащей смесь из неионогенного ПАВ в количестве 0,3 мас.%, ПАВ анионного типа, в частности смесь алкилбензол-сульфонатов натрия и натриевых солей альфа-олефин сульфонов, в количестве 0,5 мас.%, соразстворитель, в частности 2-(2-бутоксизтокси)-этанол, в количестве 0,3 мас.% в пересчете на активное вещество и 0,15 мас.% частично гидролизованного полиакриламида с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Размер второй оторочки составил 0,5 доли порового объема.

На следующем этапе, согласно заявленному способу, произвели закачку в насыпную модель пласта третьей оторочки, представляющей собой полимерный раствор, в частности раствор частично гидролизованного сульфонируемого полиакриламида с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%.

Содержание полимера в третьей оторочке составило 0,25 мас.% от общей массы оторочки. Размер третьей оторочки составил 1 долю порового объема.

На следующем этапе, согласно заявленному способу, произвели закачку воды в насыпную модель для проведения фильтрации с целью моделирования процесса вытеснения нефти (добычи нефти) в промысловых условиях. Фильтрацию осуществляли при постоянной скорости фильтрации 250 мкл/мин, при объеме закачки 3,0 д.ед. порового объема. После чего осуществили отбор нефти из насыпной модели пласта через керновый материал и произвели замеры количества нефти на выходе и концентрации ПАВ из второй оторочки в полученном фильтрате. Полученные результаты использовали для построения графика, отражающего зависимость отношения концентрации добываемого ПАВ из второй оторочки к исходной его концентрации от прокачанного объема оторочек (Фиг. 1, кривая 3) и графика зависимости нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения и доли нефти в пробе от прокачанного объема оторочек (фиг. 2).

По результатам лабораторных исследований выявлено, что закачка в насыпную модель пласта первой, второй и третьей оторочек с последующим довытеснением водой обеспечила конечную нефтенасыщенность в размере 0,24 д.ед., общий прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) составил 0,07 д.ед. Для снижения нефтенасыщенности было затрачено 0,4 д.ед. второй оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции.

В рамках данного примера также были приведен сравнительный эксперимент, условия которого совпадали с условиями, описанными выше. Отличие заключалось в составе первой оторочки, а именно, в качестве первой оторочки использовали полимерный раствор, в частности, частично гидролизованный сульфонируемый полиакриламид с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Также, как и в эксперименте, описанном выше, после закачанных трех оторочек и воды осуществили отбор нефти из насыпной модели пласта через керновый материал. Произвели замеры количества нефти на выходе и концентрации ПАВ из второй оторочки в полученном фильтрате. Полученные результаты использовали для построения графика, отражающего зависимость отношения концентрации добываемого ПАВ из второй оторочки к исходной его концентрации от прокачанного объема оторочек (фиг. 1, кривая 1).

Также был проведен еще один сравнительный эксперимент, условия которого совпадали с условиями, описанными выше. Отличие заключалось в составе первой оторочки, а именно, в качестве первой оторочки использовали полимерный раствор и ПАВ. В частности, в качестве полимера использовали частично гидролизованный сульфонируемый полиакриламид с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%, а в качестве ПАВ использовали лигносульфонат натрия. Также, как и в эксперименте, описанном выше, после закачанных трех оторочек и воды осуществляли отбор нефти из насыпной модели пласта через керновый материал. Произвели замеры количества нефти на выходе и концентрации ПАВ из второй оторочки в полученном фильтрате. Полученные результаты использовали для построения графика, отражающего зависимость отношения концентрации добываемого ПАВ из второй оторочки к исходной его концентрации от прокачанного объема оторочек (фиг. 1, кривая 2).

Результаты сравнительных экспериментов, представленные на фиг. 1 и результаты, с оторочкой согласно изобретению заданного состава, представленные на фиг. 2 показали, что максимальное количество ПАВ, закачанного в составе второй оторочки, содержалось в фильтрате, который был получен в ходе реализации способа согласно изобретению, где первая оторочка представляла собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого использовали смесь ПАВ и органической щелочи, что подтверждает достижение технического результата, заключающегося в повышении эффективности использования ПАВ при ПАВ-полимерном заводнении пласта, которое выражается в виде дополнительной добычи нефти, приходящейся на единицу массы закачанного в пласт ПАВ, и снижении нецелевых потерь ПАВ.

Пример 2. Апробация способа согласно изобретению в полевых условиях на Холмогорском месторождении, характеризующегося набором геолого-физических характеристик, описанных выше.

Для апробации способа в полевых условиях были проведены исследования на единичных скважинах с химическими трассерами - разделяющимися нефтерастворимыми и водорастворимыми трассерами, применяемыми для оценки снижения нефтенасыщенности, как меры эффективности выбранных химических реагентов и конфигурации оторочек (Single Well Chemical Tracer Test - SWCTT).

Согласно предложенному способу, на первом этапе произвели закачку в пласт через нагнетательную скважину первую оторочку в количестве 0,05 доли порового объема, представляющую собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого использовали смесь ПАВ, в частности, лигносульфонат натрия, в количестве 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органическую щелочь, в частности, моноэтаноламин, в количестве 2 мас.% от общей массы первой оторочки. В качестве полимера использовали частично гидролизованный сульфонируемый полиакриламид с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Содержание полимера в первой оторочке составило 0,05 мас.% от общей массы первой оторочки. Первую оторочку готовили путем смешивания лигносульфоната натрия и моноэтаноламина с заранее приготовленным полимерным раствором частично гидролизованного сульфонируемого полиакриламида.

На следующем этапе произвели закачку в пласт через ту же нагнетательную скважину вторую оторочку, представляющую собой раствор ПАВ-полимерной композиции, содержащей смесь из неионогенного ПАВ в количестве 0,3 мас.%, ПАВ анионного типа, в частности смесь алкилбензол-сульфонатов натрия и натриевых солей альфа-олефин сульфонов, в количестве 0,5 мас.%, соразворитель, в частности 2-(2-бутоксietокси)-этанол, в количестве 0,3 мас.% в пересчете на активное вещество и 0,15 мас.% частично гидролизованного полиакриламида с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Размер второй оторочки составил 0,4 доли порового объема.

На следующем этапе, согласно заявленному способу, произвели закачку в пласт через ту же нагнетательную скважину третью оторочку, представляющей собой полимерный раствор, в частности раствор частично гидролизованного сульфонируемого полиакриламида с молекулярной массой 6-8 МДа, степенью гидролиза 20-38% и содержанием сульфокислоты 5-10 мас.%. Содержание полимера в третьей оторочке составило 0,25 мас.% от общей массы оторочки. Размер третьей оторочки составил 0,5 доли порового объема.

На следующем этапе, согласно заявленному способу, произвели закачку в пласт через ту же нагнетательную скважину воды, после чего осуществляли добычу нефти через добывающие скважины, находящиеся в гидродинамической связи с нагнетательными скважинами.

Полученные результаты показали прирост КИН 18% при размере второй оторочки 0,4 доли порового объема. Сравнительный эксперимент, проведенный в полевых условиях на Холмогорском месторождении без первой оторочки указанного состава, показал прирост КИН 18% при размере второй оторочки 0,8 доли порового объема.

Таким образом, описанные в примерах экспериментальные исследования подтверждают промышленную применимость заявленного изобретения. Кроме того, приведенные данные свидетельствуют о том, что предлагаемый способ обеспечивает достижение технического результата, заключающегося в повышении эффективности использования ПАВ при ПАВ-полимерном заводнении пласта, которое выражается в виде дополнительной добычи нефти, приходящейся на единицу массы закачанного в пласт ПАВ, и снижении нецелевых потерь ПАВ.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ добычи нефти, включающий следующие этапы:

закачка в пласт через нагнетательную скважину первой оторочки в количестве от 0,05 до 0,2 доли порового объема, представляющей собой полимерный раствор с ингибитором адсорбции, в качестве которого используют смесь ПАВ в количестве от 0,25 до 0,5 мас.% от общей массы первой оторочки и органической щелочи в количестве от 0,25 до 2 мас.% от общей массы первой оторочки;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину второй оторочки, представляющей собой раствор ПАВ-полимерной композиции;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину третьей оторочки, представляющей собой полимерный раствор;

закачка в пласт через ту же нагнетательную скважину воды;

добыча нефти через по меньшей мере одну добывающую скважину.

2. Способ по п.1, в котором нагнетательная скважина и по меньшей мере одна добывающая скважина находятся в гидродинамической связи.

3. Способ по п.1, в котором нагнетательная скважина и по меньшей мере одна добывающая скважина находятся на одном участке месторождения.

4. Способ по п.1, в котором добычу нефти осуществляют через по меньшей мере одну добывающую скважину, соседнюю с нагнетательной.

5. Способ по п.1, в котором первую оторочку готовят путем смешивания ПАВ и органической щелочи с заранее приготовленным полимерным раствором.

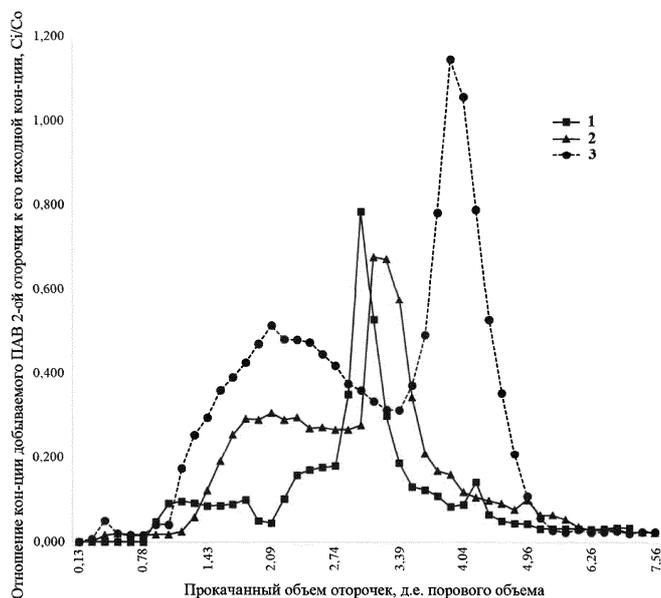
6. Способ по п.1, в котором содержанием полимера в первой оторочке задано из диапазона от 0,05 до 0,25 мас.% от общей массы первой оторочки.

7. Способ по п.1, в котором в первой оторочке в качестве ПАВ используют лигносульфонат натрия.

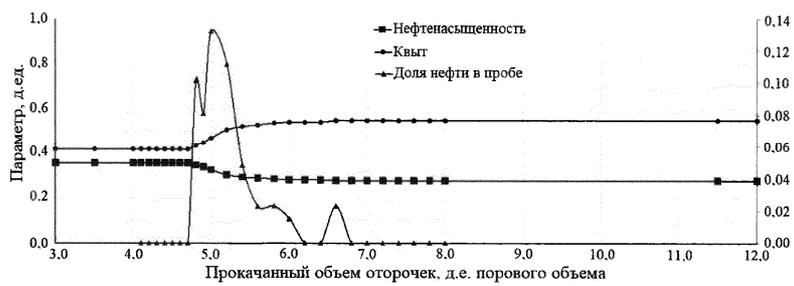
8. Способ по п.1, в котором в первой оторочке в качестве органической щелочи используют моноэтаноламин, диэтаноламин или триэтаноламин.

9. Способ по п.1, в котором вторую оторочку закачивают в пласт в количестве от 0,3 до 0,5 доли порового объема.

10. Способ по п.1, в котором третью оторочку закачивают в пласт количестве от 0,5 до 1 доли порового объема.



Фиг. 1



Фиг. 2

