

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201692171** (13) **A1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**(43) Дата публикации заявки
2017.05.31(51) Int. Cl. *E21B 43/20* (2006.01)(22) Дата подачи заявки
2015.04.15(54) **СПОСОБ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

(31) 14166454.0

(32) 2014.04.29

(33) EP

(86) PCT/EP2015/058203

(87) WO 2015/165734 2015.11.05

(71) Заявитель:

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

(72) Изобретатель:

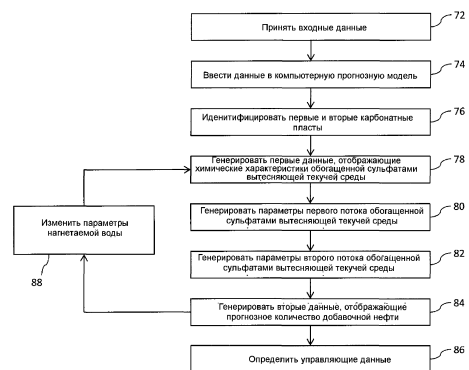
Салино Питер (GB)

(74) Представитель:

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

(57) В заявке описан способ добычи сырой нефти из коллектора, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина и который включает один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной породы, каждый из которых содержит сырую нефть и пластовую воду в своем поровом пространстве, при этом один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из первых пластов карбонатной породы, и либо не существует барьера, либо существует полупроницаемый барьер для воды на границе между вторым и первым пластами карбонатной породы, причем один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых

сульфатных минералов и один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов, при этом способ включает следующие шаги: изоляцию вторых пластов карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной; закачку нагнетаемой воды, имеющей общее содержание растворенных твердых компонентов ниже, чем общее содержание растворенных твердых компонентов в пластовой воде, из нагнетательной скважины в первый пласт(ы) карбонатной породы с формированием при этом обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды за счет растворения водорастворимых сульфатных минералов из первого пласта(ов) карбонатной породы в нагнетаемой воде, при этом обогащенная сульфатами водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит сквозь первый пласт(ы) карбонатной породы и из первого пласта(ов) карбонатной породы во второй пласт(ы) карбонатной породы и сквозь него, тем самым вытесняя нефть в направлении эксплуатационной скважины.



A1

201692171

201692171

A1

5

10

15

Заявка № 201692171

Заявитель БП ЭКСПЛОРЕЙШН
ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ ЛИМИТЕД,
GB

20

СПОСОБ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Область техники

Настоящее изобретение относится к способу добычи сырой нефти из нефтеносного пласта-коллектора, включающего переслаивающиеся пласты карбонатной породы, и в котором, в частности, первый пласт карбонатной породы имеет относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, и второй пласт карбонатной породы имеет относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов.

25

Уровень техники

Известно, что только часть нефти может быть извлечена из нефтеносного коллектора за счет его естественной энергии. Так называемые вторичные методы добычи основаны на подводе внешней энергии для поддержания давления коллектора и вытеснения нефти в направлении эксплуатационной скважины.

30

Простейший вторичный метод добычи включает непосредственное вытеснение нефти другой средой, обычно водой или газом.

"Заводнение" представляет собой один из наиболее успешных и широко используемых вторичных методов добычи. Как правило, в породе-коллектор
5 через нагнетательную скважину под давлением закачивается вода для поддержания давления коллектора и продавливания нефти сквозь породу к эксплуатационной скважине. Используемая для заводнения вода может быть
10 водой с высоким содержанием солей, например морской водой, водой эстуария, водой с засоленного горизонта или попутной водой (водой, отделенной от нефти и газа на производственном оборудовании).

Могут также использоваться другие вторичные методы добычи. Цель таких вторичных методов добычи состоит не только в восстановлении и поддержании
15 давления коллектора (что достигается обычным заводнением), но также в усилении вытеснения нефти из коллектора и максимизации тем самым извлечения нефти из коллектора и минимизации его остаточной нефтенасыщенности (то есть объема нефти в коллекторе).

Одним из известных вторичных методов добычи, который может применяться в карбонатных коллекторах, является использование
20 водосодержащей вытесняющей текучей среды, обогащенной сульфатными анионами. Эта водосодержащая вытесняющая текучая среда может представлять собой заранее сформированную обогащенную сульфатами воду, нагнетаемую в карбонатный коллектор, или обогащенную сульфатами воду, сформированную в
25 пласте путем закачки в коллектор воды с низким содержанием солей, при которой в пласте происходит растворение водорастворимых сульфатных минералов, таких как содержащие сернокислый кальций и сернокислый магний, естественным образом присутствующих в карбонате коллекторе.

В WO 2010/092095 описан способ добычи нефти вторичным методом из известняка или доломита, включающий определение молярного отношения SO_4^{2-}/Ca^{2+}
30 в реликтовой воде; и нагнетание в поровые пространства водосодержащей вытесняющей текучей среды с молярным отношением SO_4^{2-}/Ca^{2+} , превышающим 1 и молярное отношение SO_4^{2-}/Ca^{2+} реликтовой воды. Указано, что способ может использоваться для изменения смачиваемости известняковой или

доломитовой формации, так чтобы смачиваемость по нефти снижалась, а смачиваемость по воде увеличивалась.

В WO 2012/012235 описан способ увеличения добычи нефти из карбонатного коллектора путем пошагового снижения содержания нагнетаемой соленой воды, закачиваемой в карбонатный коллектор. Указано, что способ обеспечивает увеличение добычи нефти по сравнению с традиционными технологиями заводнения.

В материале SPE 154076 Общества инженеров нефтяников ("Увеличение добычи нефти вторичными методами из карбонатных коллекторов путем подбора содержания нагнетаемой воды и ионного содержания") описано, что увеличение добычи нефти вторичными методами может достигаться изменением ионного содержания в нагнетаемой воде, и что изменение смачиваемости является основным средством для достижения значительно увеличенной добычи нефти. Согласно материалу SPE 154076 наличие ангидрита в составе карбонатной породы обеспечит образование в пласте SO_4^{2-} , что может быть существенным для изменения смачиваемости. В этом материале также утверждается, что увеличение температуры коллектора способствует изменению смачиваемости, но снижает растворение ангидрита и образование в пласте SO_4^{2-} .

В статье Shariatpanahi и др. (журнал Energy & Fuels 2010, 24, 5997-6008) описан метод оценки смачивающей способности и потенциала нефтеизвлечения путем самопроизвольного впитывания "умной воды" в известняковый коллектор с низкой проницаемостью. Согласно Shariatpanahi и др. полезность присутствия ангидрита в высокотемпературной карбонатной породе двойка: (1) карбонатный коллектор может преимущественно быть водосмачиваемым; и (2) растворение ангидрита в водяном фронте может улучшить смачиваемость и увеличить добычу нефти при самопроизвольном процессе впитывания.

Проблема возникает в коллекторах, содержащих перемежающиеся пласты карбонатных пород, имеющих различные уровни содержания водорастворимых сульфатных минералов, так как некоторые пласты могут содержать количества водорастворимых сульфатных минералов, недостаточные для формирования обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, так что достижимая добыча из них добавочной нефти незначительна. Поэтому в таких коллекторах достижение оптимальной добычи дополнительной нефти при

западнении средой с низким содержанием солей выдвигает ряд сложных технических задач.

Сущность изобретения

Согласно варианту выполнения изобретения предлагается

5 компьютеризированный способ установления (определения) одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти, выполненной с возможностью закачки нагнетаемой воды в коллектор, включающий по меньшей мере два пласта (слоя) карбонатной породы, содержащих сырую нефть в своем поровом пространстве, причем система

10 вытеснения сырой нефти предназначена для использования при вытеснении сырой нефти из порового пространства пластов карбонатной породы, при этом способ включает следующие шаги:

получение входных данных, отображающих:

i) параметры (характеристики) нагнетаемой воды, включающие

15 температуру, солесодержание и концентрацию сульфатов; и

ii) параметры пластов карбонатной породы, включающие температуру, водопроницаемость пластов карбонатной породы, содержание водорастворимых сульфатных минералов в пластах карбонатной породы и показатель проницаемости одной или нескольких границ между прилегающими пластами

20 карбонатной породы;

введение входных данных в компьютерную прогнозную модель;

использование прогнозной модели так, чтобы:

а) идентифицировать один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной породы из по

25 меньшей двух пластов карбонатной породы, причем один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, при этом один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, и один или несколько

30 вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов;

б) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих параметры нагнетаемой воды и параметры пластов карбонатной

породы, растворение водорастворимых сульфатных минералов, содержащихся по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, в нагнетаемой воде, что будет происходить при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы, на основании чего сгенерировать первые данные, отображающие химические характеристики обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы путем растворения водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде;

в) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, прохождение обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды сквозь по меньшей мере один первый пласт карбонатной породы, на основании чего сгенерировать параметры первого потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды;

г) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, водопроницаемость одной или нескольких границ и параметры первого потока, прохождение обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды по меньшей мере из одного первого пласта карбонатной породы по меньшей мере в один второй пласт карбонатной породы и сквозь него из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы, на основании чего сгенерировать параметры второго потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды; и

д) сгенерировать с учетом по меньшей мере первых данных и смоделированных параметров второго потока вторые данные, отображающие прогнозируемое количество нефти, которое будет вытеснено по меньшей мере из одного второго пласта карбонатной породы обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы, при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы; и

определение на основе вторых данных управляющих данных, устанавливающих один или несколько рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти.

5 Как правило, коллектор содержит, кроме сырой нефти, пластовую воду (resident water), присутствующую в его поровом пространстве. Предпочтительно способ согласно настоящему изобретению включает получение входных данных, отображающих:

iii) параметры пластовой воды, включающие температуру, солесодержание и концентрацию сульфатов; и

10 введение этих дополнительных входных данных в компьютерную модель.

Соответственно, при моделировании растворения водорастворимых сульфатных минералов на стадии б) могут использоваться эти дополнительные входные данные.

15 Специалистам в данной области техники будет понятно, что на стадии использования прогнозной модели моделирование, относящееся к пунктам в) и г), может выполняться одновременно. Например, моделирование, относящееся к пунктам в) и г), может включать несколько траекторий потока, по которым обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит по меньшей мере из одного первого пласта карбонатной породы по
20 меньшей мере в один второй пласт карбонатной породы и сквозь него, и, опционно, несколько траекторий потока, по которым обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит обратно по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы или из второго пласта карбонатной породы в еще один прилегающий пласт. Кроме того, на стадии использования
25 прогнозной модели моделирование, относящееся к пункту б), может выполняться одновременно с моделированием по пунктам в) и г), обеспечивая тем самым взаимосвязь между моделированием растворения водорастворимых сульфатных минералов и моделированием потока.

30 Согласно еще одному варианту выполнения обеспечен способ добычи сырой нефти из коллектора, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, и который включает один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной породы, каждый из которых

содержит сырую нефть и пластовую воду в своем поровом пространстве, при этом один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из первых пластов карбонатной породы, и либо не существует барьера, либо существует полупроницаемый барьер для воды на границе между вторым и первым пластами карбонатной породы, причем один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, и один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов, при этом способ включает следующие шаги:

изоляцию вторых пластов карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной;

закачку нагнетаемой воды, имеющей общее содержание растворенных твердых компонентов ниже, чем общее содержание растворенных твердых компонентов в пластовой воде, из нагнетательной скважины в первый пласт (ы) карбонатной породы с формированием при этом обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды за счет растворения водорастворимых сульфатных минералов из первого пласта (ов) карбонатной породы в нагнетаемой воде, при этом обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит сквозь первый пласт (ы) карбонатной породы и из первого пласта (ов) карбонатной породы во второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, тем самым вытесняя нефть в направлении эксплуатационной скважины.

Другие признаки и преимущества настоящего изобретения будут ясны из нижеследующего описания предпочтительных вариантов выполнения, приведенных исключительно в качестве примеров и со ссылкой на прилагаемые чертежи.

Краткое описание чертежей

Далее изобретение исключительно в качестве примера рассмотрено более подробно со ссылкой на прилагаемые чертежи, на которых показано:

на фиг. 1 – упрощенное представление системы вытеснения сырой нефти и коллектора, для которого могут использоваться варианты выполнения изобретения;

на фиг. 2 – упрощенное представление части системы вытеснения сырой нефти;

на фиг. 3 – блок-схема обрабатывающего устройства, в котором могут реализовываться варианты выполнения изобретения;

5 на фиг. 4 – компьютеризированный способ установления рабочего режима для системы вытеснения сырой нефти с фигур 1 и 2.

Некоторые детали и компоненты изобретения показаны на нескольких чертежах; для простоты понимания на всех этих чертежах одинаковые
10 ссылочные номера будут использоваться для одних и тех же деталей и компонентов.

Подробное описание осуществления изобретения

На фиг. 1 упрощенно представлена схема, отображающая систему 1
вытеснения сырой нефти, действующую в многопластовом коллекторе. В данном
15 примере коллектор включает группу проницаемых пластов 2, 4 и 6 карбонатной
породы, содержащих сырую нефть, присутствующую в их поровом
пространстве. Как правило, порода коллектора включает также находящуюся в
этих порах воду (называемую в данном описании "пластовой водой"). Пласты 2,
4 и 6 карбонатной породы могут быть окружены непроницаемыми слоями 8 и 10.
Над верхним непроницаемым слоем 10 находится протяженный поверхностный
20 слой 12, который может включать несколько пластов породы различного состава
и, если коллектор находится на расстоянии от берега, слой морской воды. В
данном примере состав слоя 12 не имеет значения.

Пласты 2, 4 и 6 проницаемой карбонатной породы образуют коллектор.
Через коллектор проходят нагнетательная скважина 14 и эксплуатационная
25 скважина 16. Нагнетательное оборудование (не показано) и оборудование для
добычи нефти (не показано) соединены с нагнетательной скважиной 14 и
эксплуатационной скважиной 16, соответственно, системой трубопроводов (не
показаны). Обычно скважин бывает намного больше, чем две показанные,
однако в данном примере для облегчения понимания приведены только одна
30 эксплуатационная и одна нагнетательная скважины.

При использовании для заводнения нагнетательное оборудование системы
1 вытеснения сырой нефти закачивает нагнетаемую воду под давлением в
нагнетательную скважину 14 и через нее в коллектор. Стрелки от А до F

показывают иллюстративное распределение потока нагнетаемой воды, в котором вода закачивается непосредственно из нагнетательной скважины 14 в пласт 4 карбонатной породы и проходит вдоль этого пласта, как изображено стрелкой А. Нагнетаемая вода поступает также из пласта 4 карбонатной породы в пласты 2 и 6 карбонатной породы, что показано стрелками В и С. В итоге нагнетаемая вода проходит вдоль пластов 2, 4 и 6 карбонатной породы, как показано стрелками D, E and F. Должно быть понятно, что пластов карбонатной породы может быть два или больше трех, и поток может проходить вдоль них и между ними существенно более сложным образом. Кроме того, в некоторых коллекторах определенный пласт карбонатной породы может не перекрывать все расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Нагнетаемая вода сдвигает находящуюся в коллекторе перед ней нефть, приводя к тому, что сырая нефть вытесняется из порового пространства пластов карбонатной породы-коллектора в ствол эксплуатационной скважины 16. Оттуда давление коллектора, к которому иногда добавляется давления от насосов, расположенных в стволе эксплуатационной скважины, поднимает текучие среды, полученные из коллектора, вверх к поверхности и к оборудованию для добычи, в котором полученные текучие среды разделяются на нефть, воду и газ.

Иллюстративная компоновка, в которой можно провести заканчивание нагнетательной скважины 14 с целью обеспечения возможности нагнетания в пласт 4, теперь будет рассмотрена более подробно со ссылкой на фиг. 2.

На фиг. 2 приведено схематическое представление части нагнетательной скважины 14. Нагнетательная скважина 14 имеет часть с необсаженным забоем, перекрывающую протяженность всего коллектора, представленного пластами 2, 4 и 6 карбонатной породы. В нагнетательной скважине 14 проходит подающий трубопровод 24, пропускающий нагнетаемую воду вниз по скважине. Скважина делится на секции 26, 28 и 30, причем на фиг. 2 секция 28 представлена полностью, а охватывающие ее секции 26 и 30 представлены частично. Разделение секций производится уплотнениями (известными также как "пакеры") 32 (между секциями 26 и 28) и 34 (между секциями 28 и 30), гидравлически изолирующими секцию 28 скважины от соседних секций.

В данном примере пакеры установлены таким образом, чтобы секции 26, 28 и 30 скважины соотносились с пластами 2, 4 и 6, соответственно. Подающий

трубопровод заканчивается ниже пакера 32 и выше пакера 34, так что вода, выходящая из подающего трубопровода поступает в секцию 28, но не поступает с секции 26 и 30. Затем вода проходит из секции 28 в пласт 4 карбонатной породы. Таким образом, нагнетаемая вода непосредственно может поступать только в пласт 4 карбонатной породы.

Хотя выше представлен упрощенный вариант заканчивания нагнетательной скважины, в котором нагнетаемая вода имеет возможность поступать в пласт 4, а не в прилегающие пласты 2 и 6, существует множество других способов заканчивания скважины, в которых имеется возможность селективной закачки нагнетаемой воды в разные пласты карбонатной породы. Такая селективная закачка может включать подачу нагнетаемой воды в один или несколько выбранных пластов карбонатной породы (например в пласт 4) без закачки воды в другие пласты карбонатной породы (например пласты 2 и 6). Альтернативно, такая селективная закачка может включать регулирование потока нагнетаемой воды в разные пласты карбонатной породы, так чтобы в один или несколько пластов карбонатной породы (например в пласт 4) нагнетаемый поток был больше, чем в другие пласты карбонатной породы (например в пласты 2 и 6). Например, обсаженная скважина может иметь перфорацию в секции 28 и не иметь перфорации в секциях 26 и 30, или может иметь большее число перфорационных отверстий в секции 28, чем в секциях 26 и 30.

Кроме того, заканчивание нагнетательной скважины может включать наличие одной или нескольких скользящих муфт, содержащих внутреннюю втулку, способную смещаться между открытым и закрытым положениями. В открытом положении втулка обеспечивает возможность сообщения между подающим трубопроводом и кольцевым пространством, образованным стенкой скважины и подающим трубопроводом. Поэтому скользящие муфты могут использоваться опционально вместе с уплотнениями для предотвращения перетекания нагнетаемой воды из секций 26 и 30 скважины в пласты 2 и 6 карбонатной породы при возникновении потока нагнетаемой воды из секции 28 в пласт 4 карбонатной породы.

Опционально в нагнетательной скважине 14 и эксплуатационной скважине 16 могут быть обеспечены различные датчики (не показаны). Эти датчики могут использоваться для получения данных измерений. Данные, полученные с этих

датчиков, могут быть использованы как входные данные, описанные ниже, или для подсчета или вывода данных с использованием, например, компьютерных моделей, как известно в предшествующем уровне техники. В равной мере, описанные ниже входные данные могут быть выведены по результатам анализов кернов, взятых при бурении скважины, из знания параметров ранее закачанной воды, знания параметров нефти и пластовой воды, содержащейся в поровом пространстве пластов 2, 4 и 6 коллектора, и анализа извлеченных текучих сред, полученных из эксплуатационной скважины (то есть текучих сред, добытых из пластов 2, 4 и 6 коллектора).

10 В вариантах выполнения изобретения обеспечиваются компьютерные устройства и компьютеризированные способы, которые могут использоваться для определения одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти, выполненной с возможностью закачки нагнетаемой воды в коллектор. С этой целью варианты осуществления данного изобретения могут включать выполнение компонентов программного обеспечения для 15 установления режима нагнетания, которое дает возможность задать соответствующий режим при закачке нагнетаемой воды. В общем термин компоненты программного обеспечения для установления режима нагнетания включает компоненты, обеспечивающие возможность сбора необходимых 20 данных и выдачи выходного сигнала, используемого для управления режимом действия системы. Компоненты программного обеспечения для установления режима нагнетания включают также компоненты моделирования, делающие возможной работу моделируемой системы добычи сырой нефти. Например, компоненты моделирования могут обеспечивать определение данных, 25 отображающих поток текучей среды в коллекторе, и определение данных, отображающих происходящее в коллекторе растворение породы в нагнетаемой воде. Действие этих компонентов будет далее рассмотрено более подробно.

Компьютерное устройство может располагаться в центре планирования и контроля, который может находиться вдали от коллектора. Альтернативно 30 компьютерное устройство может быть частью устройства управления коллектора, например располагаться вблизи нагнетательного и эксплуатационного оборудования. Компоненты программного обеспечения для установления режима нагнетания могут включать одну или несколько

прикладных программ, известных в предшествующем уровне, и/или могут включать один или несколько модулей расширения существующего программного обеспечения.

5 Далее со ссылкой на фиг. 3 будет рассмотрена упрощенная блок-схема такого компьютерного устройства. Компьютерное устройство 50 содержит обрабатывающий блок 52, имеющий процессор, или центральный процессор, 54, соединенный с энергозависимой памятью (то есть с памятью с произвольным доступом) 56 и энергонезависимой памятью (такой как жесткий диск или сменная память, например съемный диск или флешь-память) 58. Компоненты 10 программного обеспечения для установления режима нагнетания, содержащие команды для осуществления вариантов изобретения, могут быть заложены в энергонезависимую память 58 и/или энергозависимую память 56. Кроме того, центральный процессор 54 может быть соединен с пользовательским интерфейсом 62 или сетевым интерфейсом 64. Сетевой интерфейс 64 может быть 15 кабельным или беспроводным интерфейсом и быть связанным с сетью, представленной облаком 66. Таким образом обрабатывающий блок 52 может быть связан с датчиками, базой данных или другими ресурсами, а также получать данные через сеть 66.

Практически процессор 54 выбирает и исполняет заложенные в память 20 компоненты 60 программного обеспечения для установления режима нагнетания. При исполнении этих компонентов 60 (то есть при выполнении компьютерным устройством описанных ниже действий) процессор может временно сохранять данные в энергозависимой памяти 56. Процессор 54 может также воспринимать данные (как более подробно описано далее) через 25 пользовательский интерфейс 62 или сетевой интерфейс 64, что требуется для реализации вариантов выполнения изобретения. Например, данные геологических изысканий, отражающий параметры коллектора, могут вводиться оператором через пользовательский интерфейс 62 и/или восприниматься, например, из удаленной базы данных через сеть 66. Данные могут поступать с 30 одного или нескольких датчиков, находящихся в нагнетательной или эксплуатационной скважинах.

Эти данные могут быть сгенерированы и/или накоплены разными способами, известными специалистам в данной области техники. Например,

параметры пласта карбонатной породы-коллектора (описанные ниже) могут быть определены в лаборатории по керну, взятому из коллектора по хорошо известной технологии. Будучи определенными, эти данные могут быть оперативно переданы в обрабатывающее устройство 52 или занесены в базу данных и извлекаться по запросу этого устройства. Специалистам в данной области будут хорошо видны альтернативы такому подходу.

Процессор 54 может также обеспечивать выходной сигнал или через пользовательский интерфейс 62, или через сетевой интерфейс 64. Как будет ниже описано более подробно, варианты выполнения обеспечивают один или несколько установленных рабочих режимов системы вытеснения сырой нефти. Следовательно, данные управления, характерные для установленного рабочего режима, или выведенные из него, могут передаваться по интерфейсу. Эта выдача выходных данных может включать выдачу данных управления на некое устройство, например экран или принтер, или, при необходимости, передачу данных по сети на удаленные станции. Данные управления могут иметь несколько модификаций. Например, данные управления могут принимать вид команд на то, чтобы нагнетать или не нагнетать воду, обладающую определенными параметрами, в конкретные пласты карбонатной породы. Альтернативно или дополнительно данные управления могут определять, каким образом должно быть проведено заканчивание скважины, например число и положение пакеров и др. Другие варианты включают данные управления, показывающие величину расхода и/или давление закачки нагнетаемой воды в разные пласты. Такие процессы совершенно ясны специалистам в данной области и поэтому подробно не рассматриваются.

Ниже со ссылкой на фиг. 4 будут описаны примеры компьютеризированного способа установления одного или нескольких рабочих режимов для системы 1 вытеснения сырой нефти. В данном варианте выполнения предполагается, что компьютеризированный способ реализуется обрабатывающим устройством 52.

На стадии 72 обрабатывающая система 52 принимает входные данные. Входные данные могут быть занесены в обе или в одну память 56 и 58 (и следовательно извлечены из них) или получены по интерфейсам 62 и 64. Полученные данные отображают следующее:

i) параметры нагнетаемой воды, включающие температуру, солесодержание и концентрацию сульфатов; и

ii) параметры пластов карбонатной породы, включающие температуру, водопроницаемость пластов карбонатной породы, содержание водорастворимых сульфатных минералов в пластах карбонатной породы и показатель водопроницаемости одной или нескольких границ между прилегающими пластами карбонатной породы.

Дополнительно входные данные могут отображать:

iii) параметры пластовой воды в пластах карбонатной породы, включающие температуру, солесодержание (также отнесенное к общему содержанию растворенных твердых компонентов), концентрацию сульфатов.

Пластовой водой может быть пластовая вода (вода, которая естественным образом образуется в поровом пространстве породы-коллектора) или смесь пластовой воды с ранее закачанной водой, например морской. Воду естественным образом образовавшуюся в поровом пространстве породы-коллектора часто называют "реликтовой водой", хотя, строго говоря, это термин относится к воде, уловленной в пустотах во время образования породы. Состав пластовой воды в разных пластах может меняться из-за различий параметров пластов карбонатной породы. Поэтому специалистам в данной области понятно, что пластовая вода обычно находится в химическом равновесии с минералами, присутствующими в каждом из пластов породы.

Кроме того, входные данные могут отображать параметры сырой нефти, содержащейся в пластах карбонатной породы.

Опционально некоторые входные данные могут быть получены с датчиков, встроенных в систему вытеснения сырой нефти, например таких, как скважинные датчики температуры, установленные в эксплуатационной и/или нагнетательной скважинах.

При поступлении входных данных обрабатывающее устройство 52 вводит их в реализуемую компьютером прогнозную модель. Как писано выше, эта прогнозная модель может быть одним из компонентов 60 программного обеспечения для установления режима нагнетания.

На стадиях 76-84 обрабатывающее устройство 52 создает прогнозную модель, генерирующую вторые данные, отображающие предполагаемое

количество нефти, которое могла бы выработать система вытеснения при работе в конкретном режиме. Тип этих вторых данных станет понятен из нижеследующего описания.

5 При работе в прогнозном режиме, на стадии 76, обрабатывающее устройство 52 идентифицирует один или несколько первых пластов карбонатной породы (например, пласт 4 карбонатной породы) и один или несколько вторых пластов карбонатной породы (например, пласты 2 и 6) из числа пластов карбонатной породы, входящих в коллектор. Первые и вторые пласты карбонатной породы определяются следующим образом: вторые пласты карбонатной породы 2 и 6 прилегают к первому пласти 4 карбонатной породы; 10 первый пласт 4 карбонатной породы имеет относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов; и вторые пласты 2 и 6 карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов.

15 На стадии 78 обрабатывающее устройство 52 генерирует первые данные, представляющие параметры обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, которая может сформироваться в первом пласте 4 карбонатной породы при растворении водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде. Это может включать моделирование растворения 20 водорастворимых сульфатных минералов, содержащихся в первом пласте 4 карбонатной породы, в нагнетаемой воде, которое будет происходить при закачке системой вытеснения сырой нефти нагнетаемой воды в первый пласт 4 карбонатной породы. При этом моделировании для генерации первых данных могут использоваться по меньшей мере параметры нагнетаемой воды и 25 параметры первого пласта 4 карбонатной породы.

На стадии 80 обрабатывающее устройство 52 дополнительно генерирует параметры первого потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды. Эти параметры первого потока могут быть получены путем моделирования потока обогащенной сульфатами 30 водосодержащей вытесняющей текучей среды через первый пласт 4 карбонатной породы. При этом в модели может использоваться по меньшей мере коэффициент водопроницаемости пласта 4 карбонатной породы. Пример потока

обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды показан стрелкой А на фиг. 1.

На стадии 82 обрабатывающее устройство 52 генерирует параметры второго потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды. Эти параметры второго потока могут быть получены путем моделирования потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды из первого пласта 4 карбонатной породы во вторые пласты 2 и 6 карбонатной породы, а также сквозь них, с использованием по меньшей мере коэффициента водопроницаемости пластов карбонатной породы, коэффициента водопроницаемости границ между пластами, и параметров первого потока, сгенерированных на стадии 80. Такой поток показан стрелками В, F, С и D на фиг. 1.

Предпочтительно стадии 80 и 82, а также опционально стадия 78, могут выполняться одновременно, обеспечивая тем самым возможность обмена данными между этими стадиями моделирования.

Имея первые данные, сгенерированные на стадии 78, и вторые данные, сгенерированные на стадии 82, обрабатывающее устройство 52 вырабатывает вторые данные, отображающие прогнозируемое количество нефти, которое будет вытеснено из вторых пластов 2 и 6 карбонатной породы обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой (сформированной в первом пласте 4 карбонатной породы), если система вытеснения сырой нефти сконструирована так, чтобы закачивать нагнетаемую воду в первый пласт 4 карбонатной породы.

Имея сгенерированные вторые данные, обрабатывающее устройство 52 может затем на стадии 86 определить управляющие данные. Однако управляющее устройство 52 может, на стадии 88) изменить один или несколько параметров нагнетаемой воды, использованных при генерировании первых данных. Имея измененные параметры нагнетаемой воды, обрабатывающее устройство может затем повторить стадии 78-84, сгенерировав вторые данные, основанные на измененных параметрах нагнетаемой воды. Процесс можно итерационно повторять, пытаясь определить параметры нагнетаемой воды, обеспечивающие наиболее благоприятный результат, например большое количество добытой нефти.

Наконец, на стадии 86, основываясь на вторых данных, обрабатывающее устройство 52 определяет управляющие данные, соответствующие одному или нескольким рабочим режимам для системы вытеснения сырой нефти.

Управляющие данные могут включать данные, представляющие: команду на
5 закачку нагнетаемой воды по меньшей мере в один из первых пластов 4
карбонатной породы; команду на отсутствие закачки нагнетаемой воды по
меньшей мере в один из первых пластов 4 карбонатной породы; команду на
закачку нагнетаемой воды по меньшей мере в один из вторых пластов 2 и 6
карбонатной породы; команду на отсутствие закачки нагнетаемой воды по
10 меньшей мере в один из вторых пластов 2 и 6 карбонатной породы; команду на
закачку относительно большого количества нагнетаемой воды по меньшей мере
в один из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы (то есть
команды на закачку нагнетаемой воды в один или несколько первых пластов
карбонатной породы с относительно высокой скоростью закачки) и
15 относительно малого количества нагнетаемой воды по меньшей мере в один из
одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы (то есть команду на
закачку нагнетаемой воды в один или несколько вторых пластов карбонатной
породы с относительно низкой скоростью закачки); компоновку заканчивания
нагнетательной скважины; и сочетание этих команд. Это установление рабочего
20 режима может быть сделано путем включения вторых данных в данные,
отображающие объемы нефти, которые могут быть вытеснены из вторых пластов
2 и 6 карбонатной породы вытесняющими текучими средами, имеющими
химические характеристики, отличные от обогащенной сульфатами
водосодержащей вытесняющей текучей среды, сформированной в первом пласте
25 4 карбонатной породы. В некоторых вариантах выполнения параметры первого
потока, то есть потока обогащенной сульфатами водосодержащей текучей среды
сквозь первый пласт карбонатной породы, также могут использоваться при
определении управляющих данных.

Если управляющие данные включают данные, относящиеся к компоновке
30 заканчивания нагнетательной скважины, то они могут отображать положение
одного или нескольких пакеров. а если между этими пакерами должна
нагнетаться вода, то положение перфорационных отверстий в обсадной трубе и
оптимальное положение скользящей муфты, а также другие факторы, способные

сделать один или несколько рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти наиболее эффективными.

Установленный рабочий режим, установленный режим заканчивания или команды, основанные на них, могут быть выведены из обрабатываемого устройства, например через интерфейсы 62 и 64.

В приведенных выше вариантах выполнения параметры нагнетаемой воды могут содержать один или несколько параметров из группы, включающей параметры многовалентных катионов, концентрацию сульфатных анионов, общее содержание растворенных твердых компонентов в нагнетаемой воде и температуру нагнетаемой воды. Предпочтительно параметры многовалентных катионов в нагнетаемой воде включают их общую концентрацию и концентрацию одного или нескольких отдельных многовалентных катионов.

Параметры сырой нефти могут содержать один или несколько параметров из группы, включающей плотность в градусах АНИ, общую величину кислотного числа, общую величину щелочного числа и концентрацию асфальтеновых и битумных компонентов в нефти.

Если входные данные отображают параметры пластовой воды, содержащейся в пластах 2, 4 и 6 карбонатной породы, то эти данные на стадии 78 могут использоваться для моделирования растворения в нагнетаемой воде водорастворимых сульфатных минералов, входящих в первый пласт карбонатной породы. Параметры пластовой воды могут использоваться для улучшения модели растворения водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде, так как позволяют промоделировать дисперсную смесь получившейся обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды с пластовой водой (обычно образующуюся у переднего фронта обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей среды при ее прохождении сквозь пласты 2, 4 и 6 карбонатной породы).

Входные данные могут также отображать скорости адсорбции сульфатных анионов на поверхность пластов карбонатной породы и скорости их десорбции с поверхностей породы. Скорости адсорбции сульфатных анионов на различные поверхности карбонатной породы и десорбции с них может быть определена в лабораторных экспериментах с использованием технологий, хорошо известных специалистам в данной области. Данные по адсорбции и десорбции могут

использоваться вместе с моделированием растворения водорастворимых минералов из первого пласта 4 карбонатной породы в нагнетаемой воде для определения концентрации сульфатных анионов в водосодержащей вытесняющей текучей среде при ее прохождении сквозь пласт 4 карбонатной породы и из него в пласты 2 и 6 карбонатной породы и сквозь них.

Кроме того, если входные данные отображают параметры сырой нефти, содержащейся в пластах карбонатной породы, они могут использоваться на стадии 84 для генерирования вторых данных.

Хотя выше рассмотрена упрощенная система добычи сырой нефти, включающая только три пласта карбонатной породы, анализировались также варианты выполнения для коллекторов, имеющих любое количество пластов карбонатной породы, включая один или несколько первых пластов и один или несколько вторых пластов карбонатной породы. В некоторых вариантах выполнения данный первый пласт карбонатной породы может соседствовать с двумя вторыми пластами (то есть первый пласт карбонатной породы размещен между двумя вторыми пластами карбонатной породы), как показано на фиг. 1. Соответствующие первый и вторые пласты карбонатной породы могут характеризоваться относительными содержаниями водорастворимых сульфатных минералов, и тем, что данный второй пласт карбонатной породы прилегает по меньшей мере к одному первому пласту карбонатной породы.

В некоторых вариантах выполнения описанный выше в связи с фиг. 4 процесс может повторяться для различных сочетаний первых и вторых пластов карбонатной породы. Для этого обрабатывающее устройство 52 может создавать прогнозную модель, генерирующую вторые данные, отображающие предполагаемое количество нефти, вытесняемой при конфигурации системы вытеснения, в которой нагнетаемая вода закачивается в несколько различных подгрупп из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы. Эти выбранные пласты могут затем использоваться для установления рабочего режима системы. Например, обрабатывающее устройство 52 может генерировать вторые данные для различных сценариев, в которых нагнетаемая вода закачивается в различные одиночные первые пласты карбонатной породы, в сочетании нескольких первых пластов карбонатной породы и во все первые пласты карбонатной породы. Затем обрабатывающее устройство 52 может

идентифицировать на основе вторых данных, сгенерированных для каждой подгруппы первых пластов карбонатной породы, один или несколько пластов карбонатной породы, в которые закачивается нагнетаемая вода, и это может использоваться для установления на стадии 86 одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти. Процесс может итерационно повторяться, имея целью, например, достижение максимума количества извлеченной сырой нефти.

Эти варианты выполнения применимы также к системам вытеснения нефти, сконфигурированным с возможностью закачки нагнетаемой воды в один или несколько первых пластов карбонатной породы через группу нагнетательных скважин и извлечения сырой нефти по меньшей мере из одной эксплуатационной скважины. Для этого обрабатывающее устройство 52 может создавать прогнозную модель, генерирующую вторые данные, отображающие предполагаемое количество нефти, вытесняемой при конфигурации системы вытеснения, в которой нагнетаемая вода закачивается в один или несколько первых пластов карбонатной породы, входящих в коллектор, из разных сочетаний входящих в группу нагнетательных скважин. Затем обрабатывающее устройство 52 может идентифицировать на основе вторых данных, сгенерированных для каждого сочетания нагнетательных скважин, одну или несколько нагнетательных скважин, из которых закачивается нагнетаемая вода, и это может использоваться для установления на стадии 86 одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти. Как и ранее, этот процесс может выполняться итерационно, имея целью, например, достижение максимума количества извлеченной сырой нефти.

В системе вытеснения сырой нефти может использоваться нагнетаемая вода с различными параметрами. Соответственно, обрабатывающее устройство 52 может создавать прогнозную модель для нагнетаемой воды, имеющей разные параметры. Затем обрабатывающее устройство 52 может идентифицировать нужный состав нагнетаемой воды на основе вторых данных, и это может использоваться на стадии 86 для установления одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти. Итерационный процесс может использоваться для точного подбора параметров нагнетаемой воды.

Так же как моделирование извлечения нефти из вторых пластов, прогнозная модель может использоваться как модель извлечения нефти из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы. Соответственно, обрабатывающее устройство 52 может смоделировать, используя по меньшей мере первые данные, сгенерированные на стадии 78, и данные, отображающие проницаемость пластов карбонатной породы, третьи данные, отображающие ожидаемое количество нефти, которое может быть добыто из первых пластов карбонатной породы при использовании обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, сформированной в первых пластах карбонатной породы, при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один из первых пластов карбонатной породы. Комбинация ожидаемого количества нефти, которое может быть вытеснено как из первых, так и из вторых пластов, может быть затем использована для установления рабочего режима.

Варианты выполнения данного изобретения могут также использоваться при планировании размещения и компоновки скважин в коллекторе. Например, прогнозная модель может быть запущена в предположении, что до начала бурения скважины она уже существует в определенном месте. Соответственно, обрабатывающее устройство 52 может создать прогнозную модель, определяющую одно или несколько местоположений для: одной или нескольких нагнетательных скважин; и одной или нескольких эксплуатационных скважин. Прогнозная модель может включать входные данные, относящиеся к параметрам потока между существующей нагнетательной скважиной и существующей эксплуатационной скважиной, и эти входные данные могут использоваться для определения одного или нескольких местоположений добавочных нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Варианты выполнения данного изобретения могут также использоваться при планировании заканчивания скважин в коллекторе. Например, обрабатывающее устройство 52 может создать прогнозную модель для установления одного или нескольких режимов заканчивания нагнетательных скважин, обеспечивающих предпочтительное нагнетание воды в первый пласт карбонатной породы по сравнению со вторым пластом карбонатной породы.

Ранее рабочие режимы рассматривались как включающие команду на закачку нагнетаемой воды в первый пласт 4 карбонатной породы; команду на отсутствие закачки в первый пласт 4 карбонатной породы; команду на закачку воды во вторые пласты 2 и 6 карбонатной породы; и/или команду на отсутствие

5 закачки воды во вторые пласты 2 и 6 карбонатной породы. Рабочие режимы также рассматривались как включающие команду на закачку нагнетаемой воды в первый пласт 4 карбонатной породы с относительно высокой скоростью закачки и команду на закачку нагнетаемой воды во вторые пласты 2 и 6 карбонатной

10 породы с относительно низкой скоростью закачки, так чтобы нагнетаемая вода могла предпочтительно поступать в первый пласт 4 карбонатной породы. Нужно учитывать, что в зависимости от сложности системы 1 вытеснения сырой нефти рабочий режим и соответствующие команды могут быть более сложными. Например, рабочий режим для системы 1 вытеснения сырой нефти может быть

15 установлен таким, чтобы закачивать нагнетаемую воду в подгруппу, включающую все первые пласты карбонатной породы, входящие в коллектор, и опционально в подгруппу, включающую все вторые пласты карбонатной породы. Рабочий режим для системы вытеснения сырой нефти может быть таким, чтобы закачивать нагнетаемую воду с относительно высокой скоростью

20 закачки в подгруппу, включающую первые пласты карбонатной породы, входящие в коллектор, и с относительно низкой скоростью закачки в подгруппу, включающую вторые пласты карбонатной породы этого коллектора. Опционально рабочий режим может включать команду на закачку нагнетаемой воды в нагнетательные скважины из подгруппы нагнетательных скважин, формирующих систему 1 вытеснения сырой нефти. В некоторых вариантах

25 выполнения состав нагнетаемой воды, то есть параметры используемой текучей среды, может быть оптимизирован с использованием прогнозной модели (то есть, как описано выше, может быть выбран из сгенерированных вторых данных, основанных на измененных параметрах нагнетаемой воды), и опционально может различаться для разных нагнетательных скважин.

30 Различные стадии описанных выше вариантов выполнения могут быть реализованы с использованием различных компонентов, входящих в комплекс программного обеспечения для установления рабочего режима нагнетания. Например, первый компонент может использоваться для моделирования

коллектора и давать возможность идентификации первого и второго пластов. Второй компонент может использоваться для моделирования потока в коллекторе с использованием модели коллектора, выданной первым компонентом. Следующий, третий, компонент может использоваться для построения модели растворения водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде с использованием модели коллектора выданной первым компонентом и потока текучей среды в коллекторе, определенного вторым компонентом. Дополнительные компоненты могут использоваться для обеспечения общего управления, выдавая, например, данные для указанных компонентов и принимая выходную информацию с них, а также выбирая рабочий режим на основе этой информации. В вариантах выполнения изобретения различные компоненты могут исполняться различными компьютеризированными устройствами, как например первое компьютеризированное устройство может исполнять первый компонент, второе – второй компонент и т.д.

Дополнительные детали вариантов осуществления

Далее будут рассмотрены некоторые специфические детали иллюстративных вариантов осуществления изобретения.

Формация коллектора, через который проходит обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда может содержать пласты карбонатной породы, с которой, как правило, связаны нефть и пластовая вода, находясь или в поровых пространствах, или между фрагментами структуры, или иным образом. Карбонатные породы относятся к осадочным породам, включающим прежде всего такие минералы, как кальцит, арагонит, доломит или их смесь. Два основных вида карбонатных минералов – это известняк, содержащий кальцит, арагонит или их смесь (различные кристаллические формы CaCO_3), и доломит ($(\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2)$).

Пласты карбонатной породы могут содержать также другие минералы, такие как водорастворимые сульфатные минералы, количество которых может существенно меняться от пласта к пласту в коллекторе. Водорастворимые сульфатные минералы осаждались при формировании карбонатных пород в условиях осадконакопления (их также называют солончаками).

Водорастворимые сульфатные минералы, которые могут встречаться в пластах

карбонатной породы, включают ангидрит (CaSO_4), ганксит ($\text{Na}_{22}\text{K}(\text{SO}_4)_9(\text{CO}_3)_2\text{Cl}$), природный гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), медный купорос ($\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$), кизерит ($\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), старкеит ($\text{MgSO}_4 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$), гексагидрат ($\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$), меридианит ($\text{MgSO}_4 \cdot 11\text{H}_2\text{O}$) и железный купорос ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$).

5 Наиболее часто встречающимися в пластах карбонатной породы водорастворимыми сульфатными минералами являются ангидрит, природный гипс и кизерит, в особенности ангидрит. Как хорошо известно специалистам в данной области техники, водорастворимые сульфатные минералы обычно осаждаются в поровом пространстве карбонатной породы, так что
10 проницаемость породы коллектора для воды снижается при увеличении уровней осаждения водорастворимых сульфатных минералов. В карбонатной породе могут также присутствовать незначительные количества других минералов, включая нерастворимые в воде сульфатные минералы, например барит (BaSO_4) и целестин (SrSO_4).

15 Иногда между пластами карбонатной породы-коллектора могут обнаруживаться стилолиты. Стилолиты формируются там, где растворимые минералы вытесняются процессом растворения под давлением, и увеличивается концентрация нерастворимых минералов, таких как глинозем, железный колчедан и оксиды металлов. Обычно стилолиты у границ между пластами
20 карбонатной породы распространяются на глубину от 0,5 до 2 см и благодаря свойствам накопленных минералов снижают водопроницаемость перехода между пластами карбонатных пород, что может существенно препятствовать прохождению воды между прилегающими пластами карбонатных пород через стилолиты. В некоторых случаях может сформироваться фактически
25 непроницаемый стилолитный барьер. Такой барьер может включать как непрерывную стилолитную поверхность перехода, так и разрывную стилолитную поверхность перехода, в которой разрывы занимают менее 5% поверхности перехода между пластами карбонатной породы, так что стилолитная поверхность перехода фактически может считаться непроницаемой.

30 Количество водорастворимых сульфатных минералов в одном или нескольких пластах карбонатной породы-коллектора может быть определено путем минералогического анализа породы коллектора, например рентгеновского

дифракционного анализа перетертой породы коллектора. Как правило, перетертые образцы породы пластов коллектора получают из кернов, извлеченных из этого коллектора. Кроме того, для дополнительной характеристики пластов породы коллектора могут использоваться результаты геофизических исследований, полученные с одной или нескольких скважин, проникающих в коллектор, включая нагнетательные скважины, эксплуатационные и исследовательские скважины. Например, пласты коллектора могут описываться с применением таких каротажных технологий, как каротаж по методу ядерного магнитного резонанса, методу сопротивления или использования гамма-излучения. Данные, полученные по одному или нескольким таким каротажным методам, могут коррелироваться с результатами минералогических исследований, полученными при анализе пластов по кернам, извлеченным из коллектора, что в итоге обеспечивает геологическую модель коллектора, включающую химические характеристики пластов карбонатной породы. Наличие фактически непроницаемых стилолитных контактных поверхностей у переходов между пластами карбонатной породы может быть установлено с использованием методов, известных специалистам в данной области как исследование интерференции давления. В связи с этим геологическая модель коллектора может быть введена в прогнозную модель и может использоваться для идентификации одного или нескольких интервалов коллектора, имеющих фактически непроницаемые стилолитные контактные поверхности, способные затруднить или вообще перекрыть прохождение (проникновение сквозь) обогащенной сульфатами водосодержащей текучей среды, сформированной в первом пласте (ах) карбонатной породы, в прилегающий пласт (ы) карбонатной породы. В таком случае может быть принято решение о том, что предпочтительно не закачивать нагнетаемую воду в первые пласты карбонатной породы в этих интервалах.

Прогнозная модель, включающая геологическую модель коллектора, может также использоваться для идентификации одного или нескольких интервалов коллектора, не содержащих фактически непроницаемых стилолитовых контактных поверхностей у переходов между пластами карбонатной породы, так что для этого интервала (ов) может быть принято решение о предпочтительной закачке нагнетаемой воды в один или несколько первых пластов карбонатной

породы и пропускании обогащенной сульфатами вытесняющей текучей среды, сформированной в первом пласте (ах) карбонатной породы, в прилегающий второй пласт (ы) карбонатной породы, или при отсутствии соответствующих интервалов об использовании другой технологии добычи.

5 Нефтеносный коллектор может принимать вид группы первых пластов карбонатной породы, залегающих между несколькими вторыми пластами карбонатной породы. Преимущественно первые пласты карбонатной породы распределяются в коллекторе так, что по меньшей мере один первый пласт карбонатной породы залегают между вторыми пластами карбонатной породы
10 (типа сэндвича). Как правило, коллектор содержит группу первых пластов карбонатной породы, залегающих между вторыми пластами карбонатной породы.

Первый пласт (ы) карбонатной породы-коллектора может иметь содержание водорастворимых сульфатных минералов по меньшей 5 масс %, предпочтительно по меньшей мере 7,5 масс %, и в частности по меньшей мере
15 10 масс %. Обычно первый пласт (ы) карбонатной породы имеет содержание водорастворимых сульфатных минералов менее 25 масс %, и предпочтительно менее 20 масс %. Верхняя граница содержания сульфатных минералов в первом пласте (ах) карбонатной породы обычно связана с его водопроницаемостью.
20 Поэтому содержание сульфатных минералов в первом пласте (ах) карбонатной породы не должно быть настолько высоким, чтобы снизить его водопроницаемость до такой степени, чтобы прохождение нагнетаемой воды из первого пласта карбонатной породы в прилегающий второй пласт карбонатной породы приводило к значительному росту в нем концентрации сульфатов.

25 Содержание водорастворимых сульфатных минералов во втором пласте (ах) карбонатной породы может составлять менее 5 масс %, предпочтительно менее 2,5 масс %, и в частности менее 1 масс %.

Первый и второй пласты карбонатной породы можно назвать "обогащенными сульфатными минералами" и "обедненными сульфатными
30 минералами", соответственно.

В любом из пластов карбонатной породы горизонтальная водопроницаемость, как правило, такая же, как вертикальная водопроницаемость. Соответственно, при отсутствии значительных количеств

стилолитов на переходах между пластами обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда имеет тенденцию к миграции из первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта (ов) карбонатной породы в прилегающий второй (обедненный сульфатными минералами) пласт карбонатной породы из-за того, что второй пласт (ы) карбонатной породы более водопроницаем, чем первый пласт (ы) карбонатной породы. Для пояснения, обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда, сформированная в первом пласте (ах) карбонатной породы, может мигрировать вверх или вниз, то есть вертикально или в вышележащий, или нижележащий прилегающий пласт (ы) карбонатной породы-коллектора.

Согласно настоящему изобретению способ может использоваться для коллектора, имеющего отношение водопроницаемости второго пласта (ов) карбонатной породы к водопроницаемости первого пласта (ов) карбонатной породы, равное по меньшей мере 1:1, предпочтительно лежащее в диапазоне от 1,1:1 до 10:1, более предпочтительно в диапазоне от 1,2:1 до 5:1, и наиболее предпочтительно в диапазоне от 1,2:1 до 2:1, в частности от 1,2:1 до 1,75:1. Таким образом, в добавление к заполнению по меньшей мере части первого пласта (ов) карбонатной породы-коллектора некоторая доля обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды проходит (просачивается) в прилегающий второй пласт (ы) карбонатной породы-коллектора и сквозь него. Поэтому, согласно настоящему изобретению способ может рассматриваться как заводнение второго пласта (ов) карбонатной породы через первый пласт (ы) карбонатной породы.

Водопроницаемость пластов карбонатной породы можно определить с использованием исследовательских образцов, взятых от кернов, извлеченных из коллектора с применением технологий, хорошо известных специалистам в данной области. Водопроницаемость можно определять при 100% водонасыщенности исследовательского образца керна. Альтернативно водопроницаемость исследовательских образцов керна можно определять при данной водонасыщенности (при заполнении остального порового пространства в образцах кернов углеводородным веществом).

Произведение проницаемости на эффективную толщину для пласта карбонатной породы может быть определено по измеренной водопроницаемости

пласта породы, и эта величина, kh , для пласта породы определяется как произведение водопроницаемости, k , пласта на его толщину. Если воду необходимо нагнетать в группу первых пластов карбонатной породы, то произведение проницаемости на эффективную толщину для первых пластов карбонатной породы представляет собой сумму этих величин для каждого из группы первых пластов карбонатной породы.

Если произведение проницаемости на эффективную толщину для одного или нескольких первых пластов карбонатной породы обеспечивает количество нагнетаемой воды в первый пласт (ы) карбонатной породы, достаточное для поддержания давления коллектора и достижения приемлемых экономических показателей добычи, заканчивание нагнетательной скважины может не предусматривать закачку нагнетаемой воды непосредственно в один или несколько вторых пластов карбонатной породы. Например, заканчивание может предусматривать установку перемычек (пакеров), изолирующих один или несколько вторых пластов карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной.

Если произведение проницаемости на эффективную толщину для одного или нескольких первых пластов карбонатной породы не обеспечивает количества нагнетаемой в коллектор воды, достаточного для поддержания давления коллектора и для достижения приемлемых экономических показателей добычи, может оказаться необходимым закачивать нагнетаемую воду также в один или несколько вторых пластов карбонатной породы. Поэтому прогнозная модель может использоваться для определения относительных количеств нагнетаемой воды, закачиваемых в один или несколько первых пластов карбонатной породы и в один или несколько вторых пластов карбонатной породы и необходимых для достижения оптимальной добычи нефти при сохранении давления коллектора и экономических показателей добычи. Если же нагнетаемую воду необходимо закачивать только в часть вторых пластов карбонатной породы для поддержания давления коллектора и достижения приемлемых экономических показателей добычи, прогнозная модель может также использоваться для ранжирования вторых пластов карбонатной породы, в которые должна нагнетаться вода.

Поэтому было установлено, что заканчивание нагнетательной скважины может обеспечить возможность направления большого количества нагнетаемой воды в один или несколько первых пластов карбонатной породы и направления относительно малого количества нагнетаемой воды (необходимого для

5 поддержания давления коллектора и достижения приемлемых экономических показателей) в один или несколько вторых пластов карбонатной породы.

Напротив, эксплуатационная скважина, как правило, находится во флюидной взаимосвязи в основном со всеми нефтеносными пластами карбонатной породы-коллектора безотносительно к содержанию сульфатных

10 минералов в этой карбонатной породе. Однако было установлено, что один или несколько пластов карбонатной породы-коллектора может быть изолирован от эксплуатационной скважины в случае, если изолированный пласт (ы) содержит канал с высокой проницаемостью, что может приводить к тому, что обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда обойдет нефть,

15 содержащуюся в поровых пространствах пластов карбонатной породы-коллектора с низкой проницаемостью.

Предпочтительно, чтобы один или несколько вторых пластов карбонатной породы-коллектора, которые изолированы от прямой гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, были относительно мощными и

20 встречались достаточно редко, что снизило бы сложность заканчивания скважины. Предпочтительно, чтобы изолированный интервал (ы) коллектора, включающий второй пласт (ы) карбонатной породы, имел толщину приблизительно 1 м, предпочтительно толщину, лежащую в диапазоне от 1 до 3 м, например от 2 до 3 м.

25 В случае, если имеется один или несколько относительно маломощных первых пластов карбонатной породы, перемежающихся с относительно мощными вторыми пластами, изолированный интервал (ы) коллектора может содержать как относительно маломощный первый пласт (ы) карбонатной породы, так и относительно мощные вторые пласты карбонатной породы.

30 Соответственно, специалистам в данной области техники понятно, что нет необходимости закачивать водосодержащую вытесняющую текучую среду во все первые пласты карбонатной породы-коллектора.

Напротив, если имеется один или несколько относительно маломощных вторых пластов карбонатной породы, перемежающихся с относительно мощными первыми пластами карбонатной породы, может быть нецелесообразным изолировать эти относительно маломощные вторые пласты карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной. Соответственно, специалистам в данной области понятно, что водосодержащую вытесняющую текучую среду можно нагнетать как в относительно маломощные вторые пласты карбонатной породы, так и в относительно мощные первые пласты карбонатной породы.

10 Под "относительно маломощными" подразумеваются пласты карбонатной породы, имеющие общую толщину менее 1 м, предпочтительно менее 0,5 м, в частности менее 0,25 м.

15 Под "относительно мощными" подразумеваются пласты карбонатной породы, имеющие толщину по меньшей мере 1 м, предпочтительно по меньшей мере 3 м.

Если один или несколько первых пластов карбонатной породы, а именно тот или те, которые находятся в гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, вносят вклад, составляющий по меньшей мере 60% от общего производства проницаемости на эффективную толщину для интервала коллектора, пересеченного нагнетательной скважиной, количество воды, которое может быть закачено в эти первые карбонатные пласты (ст), как правило, достаточно для поддержания давления коллектора. Общее производство проницаемости на эффективную толщину для интервала коллектора, пересеченного нагнетательной скважиной, определяется в данном случае как сумма произведений проницаемости на эффективную толщину для каждого отдельного пласта, входящего в интервал коллектора.

30 При наличии группы первых пластов карбонатной породы, находящихся в гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, производство проницаемости на эффективную толщину для первых пластов карбонатной породы представляет собой сумму произведений проницаемости на эффективную толщину для каждого из группы первых пластов карбонатной породы.

Если вклад одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, находящихся в прямой гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, в общее производство проницаемости на эффективную толщину для коллектора составляет менее 60%, количество воды, нагнетаемой в первый пласт (ы) карбонатной породы может быть недостаточным для поддержания давления коллектора. В случае, если установлено, что давление коллектора не может поддерживаться нагнетанием воды только в один или несколько первых пластов карбонатной породы-коллектора, в непосредственную гидравлическую взаимосвязь с нагнетательной скважиной могут быть введены также один или несколько вторых пластов карбонатной породы, так чтобы в эти пласты можно было из нагнетательной скважины напрямую закачивать дополнительную воду, как это описано выше. Один или несколько вторых пластов карбонатной породы, в которые может закачиваться дополнительная вода для поддержания давления коллектора, могут выбираться с использованием ранжирования, полученного по прогнозной модели. При этом ранжировании могут учитываться такие факторы, как производство проницаемости на эффективную толщину для одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы, наличие любых относительно маломощных первых пластов карбонатной породы, перемежающихся с относительно мощными вторыми пластами карбонатной породы, и содержание водорастворимых сульфатных минералов во вторых пластах карбонатной породы.

Сохранение давления коллектора и приемлемых экономических показателей добычи возможно также путем бурения дополнительных нагнетательных скважин, обеспечивающих возможность закачки через них дополнительной нагнетаемой воды в первые пласты карбонатной породы. Это может снизить количество нагнетаемой воды, которое необходимо закачать в один или несколько вторых пластов карбонатной породы, или может вообще устранить требование по закачке воды во второй пласт (ы) карбонатной породы.

Обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда, сформированная в одном или нескольких первых пластах карбонатной породы-коллектора, и перетекающая (просачивающаяся) сквозь первый пласт (ы) карбонатной породы и из него в прилегающий второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, вытесняет сырую нефть из порового пространства

породы-коллектора. Следовательно, нефтяная зона смещается обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой в направлении эксплуатационной скважины, из которой добывается нефть. Термин "нефтяная зона" хорошо известен специалистам в данной области и относится к части коллектора, где нефтенасыщенность увеличена благодаря использованию вторичного метода извлечения нефти. Поэтому преимущество способа согласно настоящему изобретению состоит в том, что из эксплуатационной скважины добывается дополнительная нефть.

Возрастание добычи нефти, выраженное в процентах, в данном случае определяется как:

$$[(S_{or} - S_{or}^1)/(S_{oi} - S_{or})] \times 100\%,$$

где S_{or} – остаточная нефтенасыщенность, достигаемая при использовании высокосоленой, водосодержащей вытесняющей текучей среды, имеющей состав, аналогичный составу пластовой воды коллектора (то есть воды, в которой было бы минимальное содержание растворенных в месте отложения сульфатных минералов), S_{or}^1 – остаточная нефтенасыщенность, достигаемая при использовании обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей среды, и S_{oi} – начальная нефтенасыщенность. Под составом, аналогичным составу пластовой воды, понимается то, что вода имеет общее содержание растворенных твердых компонентов, отклоняющееся не более, чем на $\pm 5\%$, от общего содержания растворенных твердых компонентов в пластовой воде, и, предпочтительно, концентрация сульфатов соответствует концентрации их в пластовой воде, отклоняясь, например, не более, чем на $\pm 5\%$ от концентрации сульфатов в пластовой воде.

Обычно дополнительная добыча нефти, которая может быть достигнута при использовании предлагаемого в настоящем изобретении способа, составляет по меньшей мере 1%, предпочтительно лежит в диапазоне от 3 до 25%, например в диапазоне от 3 до 15%, по сравнению с достигаемой или прогнозируемой в случае заводнения коллектора высокосоленой, водосодержащей вытесняющей текучей средой, имеющей состав, аналогичный составу пластовой воды коллектора (то есть воды в пласте, в которой минимально содержание растворенных сульфатных минералов).

Концентрация сульфатных анионов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде может быть определена по результатам анализа воды, взятой из контрольной скважины, или воды, прорвавшейся в эксплуатационную скважину (ы). Было также установлено, что

5 концентрация сульфатных анионов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде может быть определена путем моделирования измерений, основанного на одном или нескольких следующих входных параметрах:

10 исходной концентрации отложений водорастворимых сульфатных минералов, присутствующих в первом пласте (ах) карбонатной породы;

скорости уменьшения содержания отложений водорастворимых сульфатных минералов в первом пласте (ах) карбонатной породы;

объема карбонатной породы в первом пласте (ах) карбонатной породы, который, в свою очередь, зависит от его (их) пористости и общей толщины

15 пласта (ов);

зависимой от температуры равновесной константе растворимости, существующей для различных отложений водорастворимых сульфатных минералов при их химическом равновесии с раствором сульфатных минералов;

20 изменении равновесной константы растворимости для различных водорастворимых сульфатных минералов в зависимости от давления;

объеме воды, закачанной в первый пласт (ы) карбонатной породы;

скорости закачки воды, нагнетаемой в первый пласт (ы) карбонатной породы;

25 концентрации сульфатных анионов и общее содержание растворенных твердых компонентов в нагнетаемой воде в сравнении с пластовой водой;

температуре нагнетаемой воды;

температуре коллектора;

местоположении любых температурных фронтов в коллекторе (возникающих за счет охлаждения коллектора ранее закачанной текучей средой

30 или водой, нагнетаемой с использованием способа, предлагаемого в настоящем изобретении);

соотношения водопроницаемостей второго пласта (ов) карбонатной породы и прилегающего первого пласта (ов) карбонатной породы-коллектора.

Специалистам в данной области техники понятно, что количество растворенных в нагнетаемой воде водорастворимых сульфатных минералов меняется с температурой. Понятно также, что, если закачанные текучие среды (то есть любые ранее закачанные текучие среды и нагнетаемая вода, используемая в способе по настоящему изобретению) имеют температуру, ниже температуры коллектора, возникнет температурный или термальный фронт на возрастающем расстоянии по радиусу от нагнетательной скважины. При моделировании растворения водорастворимых сульфатных минералов принимается во внимание местоположение температурного фронта в коллекторе.

Предпочтительно нагнетаемая вода закачивается в коллектор, имеющий температуру, лежащую в диапазоне от 70 до 300°C, например от 70 до 200°C, в частности от 100 до 150°C. При существовании температурного фронта понятие температуры коллектора относится к температуре за температурным фронтом. Предпочтительно температура нагнетаемой воды должна быть достаточно высокой для поддержания температуры коллектора на уровне по меньшей мере 70°C. При необходимости нагнетаемая вода может быть подогрета (например в теплообменнике от горячей добываемой текучей среды) для обеспечения того, что температура коллектора не упадет ниже 70°C.

При использовании предлагаемого в настоящем изобретении способа в третичном методе добычи и в случае, если коллектор ранее было охлажден до температуры, лежащей в диапазоне от 65°C до значения, меньшего 70°C, можно повысить температуру коллектора по меньшей мере до 70°C путем нагрева нагнетаемой воды. Аналогично, если способ по настоящему изобретению используется при добыче нефти вторичным методом (до нагнетания любых других текучих сред в коллектор), и температура коллектора лежит в диапазоне от 65°C до менее 70°C, также можно повысить температуру коллектора до значения по меньшей мере 70°C путем нагрева нагнетаемой воды.

Предпочтительно увеличение температуры коллектора достигается путем нагрева нагнетаемой воды до температуры по меньшей мере 75°C, более предпочтительно по меньшей мере 80°C, в частности по меньшей мере 90°C.

Величина дополнительной добычи нефти, которая может быть достигнута при использовании предлагаемого в настоящем изобретении способа, зависит от соотношения концентраций сульфатных анионов в обогащенной сульфатами

водосодержащей вытесняющей текучей среде и в пластовой воде, находящейся в поровом пространстве в первом пласте (ах) карбонатной породы-коллектора.

Предпочтительно, обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда, сформированная в первом пласте (ах) карбонатной породы, имеет концентрацию сульфатов по меньшей мере на 0,01 моль/л (960 ppmv) больше и предпочтительно на 0,1 моль/л (9600 ppmv) большую, чем концентрация сульфатов в пластовой воде, содержащейся в поровом пространстве в первом пласте (ах) карбонатной породы-коллектора. Здесь “ppmv” означает концентрацию в миллионных долях по массе/объему водной основы.

5

10

Специалистам в данной области понятно, что эта единица измерения эквивалентна единице мг/л.

Верхней границей концентрации сульфатов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде является их концентрация при нахождении в химическом равновесии с отложениями сульфатных минералов, находящихся в первом пласте (ах) карбонатной породы-коллектора, при температуре и давлении коллектора.

15

Прогнозная модель, используемая при установлении одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти (или одного или нескольких режимов заканчивания нагнетательной скважины (ин)), может быть подтверждена экспериментами по заводнению кернов, выполняемыми на исследовательских образцах кернов, взятых из пластов карбонатной породы-коллектора.

20

Специалистам в данной области техники понятно, что эксперименты по заводнению могут проводиться путем нагнетания комплексной обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, имеющей состав, определенный по прогнозной модели, в исследовательский образец керна, взятый из второго (обедненного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы и имеющий нефтенасыщенность (S_{oi}), равную исходной. Альтернативно, первый и второй исследовательские образцы кернов (оба с нефтенасыщенностью S_{oi}) могут быть расположены последовательно, причем первый исследовательский образец керна взят из первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы, и второй исследовательский образец керна взят из второго (обедненного сульфатными минералами) пласта

25

30

карбонатной породы. Нагнетаемая вода, имеющая определенные параметры, может закачиваться в первый исследовательский образец керна, и текучие среды, отведенные из первого исследовательского образца керна (добытая нефть и пластовая вода, обогащенная сульфатами), разделяются, и отделенная

5 пластовая вода затем нагнетается во второй исследовательский образец керна, расположенный за первым. Альтернативно, первый эксперимент по заводнению может выполняться с первым исследовательским образцом керна, взятым из первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы, при этом нагнетаемая вода, имеющая определенные параметры, нагнетается в

10 первый исследовательский образец керна, а пластовая вода, полученная из первого образца исследовательского керна, анализируется на растворенные твердые компоненты (общее содержание растворенных твердых компонентов и концентрации отдельных ионов). Вторым экспериментом по заводнению может выполняться со вторым исследовательским образцом керна, взятым из второго

15 (обогащенного сульфатами) пласта, причем составная обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда, имеющая такое же содержание растворенных твердых компонентов, что проанализированная пластовая вода, нагнетается во второй исследовательский образец керна. Таким образом остаточная нефтенасыщенность (и следовательно коэффициент

20 нефтеизвлечения), достигаемая в этих экспериментах по заводнению керна, может сравниваться с предполагаемым количеством нефти, полученным с использованием прогнозной модели.

Правильность прогнозной модели может быть также подтверждена по измерениям химического индикатора первой и второй одиночных скважин, проводимых для скважины, проходящей через первый и второй пласты

25 карбонатной породы-коллектора. Измерения химического индикатора одиночной скважины планируются так, чтобы определять пластовую нефтенасыщенность (насыщенность остаточной нефтью) коллектора. В первом измерении химического индикатора одиночной скважины применяется нагнетаемая вода, имеющая определенные параметры (первая нагнетаемая текучая среда), в то

30 время как во втором измерении химического индикатора одиночной скважины применяется составная обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда (вторая нагнетаемая текучая среда). В обоих измерениях

нагнетаемая текучая среда (нагнетаемая вода или составная обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда) разделяется на первую (вспомогательную) часть и вторую (главную) часть, причем первая часть закачивается непосредственно перед второй частью нагнетаемой текучей среды.

- 5 Первая часть помечается химически активным индикатором, например реагирующим с водой сложным эфиром, таким как этилацетат, в период остановки в работе скважины, образуя индикатор продукта (например такой спирт, как этанол), фактически нерастворимый в нефти, присутствующей в поровом пространстве коллектора. Опционно, первая и вторая части
- 10 нагнетаемой текучей среды помечаются неактивным, неразлагающимся индикатором, например изопропанолом. Величина второй части нагнетаемой текучей среды обычно достаточна, чтобы продавить первую часть нагнетаемой текучей среды на расстояние по радиусу, составляющее по меньшей мере 5 футов (1,52 м), например от 5 до 15 футов (1,52-4,57 м) от скважины. Обычно
- 15 скважину останавливают на период от одного до десяти дней для обеспечения возможность образования определенного (измеримого) количества индикатора продукта. Как правило, коэффициент преобразования химически активного индикатора в индикатор продукта (например преобразования эфира в спирт) составляет от 10 до 50%. После периода остановки скважину запускают снова и
- 20 от добытой текучей среды периодически отбирают пробы и анализируют, предпочтительно немедленно, на содержание непрореагировавшего химически активного индикатора (например этилацетата), индикатора продукта (например этанола) и опционально индикатора материального баланса (например изопропанола). Перед началом стадии повторного запуска добычи
- 25 непрореагировавший химически активный индикатор и индикатор продукта перемешивают в первой части нагнетаемой текучей среды. На стадии возобновления добычи распределение непрореагировавшего химически активного индикатора между малоподвижной фракцией остаточной нефти и подвижной водяной фракцией замедляет выход непрореагировавшего химически
- 30 активного индикатора из-за увеличения объема, непосредственно относящегося к остаточной нефтенасыщенности. Однако индикатор продукта не разделяется между малоподвижной фракцией остаточной нефти и подвижной водяной фракцией, так что его выход не замедляется. Поэтому индикатор продукта

перетекает обратно к скважине со скоростью, очень близкой к скорости воды и, следовательно, выходит раньше непрореагировавшего химически активного индикатора, что приводит к разделению между пиками концентрации индикатора продукта и непрореагировавшего химически активного индикатора.

5 Затем остаточная нефтенасыщенность подсчитывается с учетом величины разнесения пиков концентрации индикатора продукта и непрореагировавшего химически активного индикатора. Таким образом, измерение химического индикатора одиночной скважины для пласта карбонатной породы с высокой остаточной нефтенасыщенностью показывает значительное разделение между
10 индикатором продукта и непрореагировавшим химически активным индикатором, в то время как измерение для пласта карбонатной породы с низкой остаточной нефтенасыщенностью показывает малое разделение между ними. Опционный индикатор материального баланса позволяет интерпретировать результаты измерений в случае, если весь химически активный индикатор
15 вступил в реакцию, или если некоторое количество непрореагировавшего химически активного индикатора уносится из добываемой водосодержащей текучей среды газом, выбрасывающим текучую среду, или если газ используется при газлифтной добыче. Более подробно измерения химического индикатора одиночной скважины описаны, например, в материале Deans, H.A., and Carlisle,
20 C.T.: "Single-Well Tracer Tests in Complex Pore Systems", paper SPE/DOE 14886, представленном на Пятом симпозиуме по вторичным методам добычи нефти, Талса, апрель 20-23, 1986.

При первом измерении химического индикатора одиночной скважины первая и вторая части первой нагнетаемой текучей среды (вода с определенными
25 параметрами) закачиваются по меньшей мере в один первый (обогащенный сульфатными минералами) пласт карбонатной породы-коллектора. Затем скважина переводится в режим обратного извлечения, в котором текучие среды извлекаются обратно из первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы. Полученная таким образом вода по меньшей мере
30 из одного первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы затем анализируется на растворенные твердые компоненты. Во время этого первого измерения химического индикатора одиночной скважины второй (обедненный сульфатными минералами) пласт (ы) породы-коллектора не имеет

непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной. Второе измерение химического индикатора одиночной скважины затем проводится с использованием второй нагнетаемой текучей среды, представляющей собой составную обогащенную сульфатами, водосодержащую вытесняющую текучую среду, имеющую такой же состав растворенных твердых компонентов, что и вода, обратно извлеченная во время первого измерения химического индикатора одиночной скважины. Первая и вторая части второй нагнетаемой текучей среды закачиваются по меньшей мере в один второй (обедненный сульфатными минералами) пласт породы-коллектора. Затем скважина переводится в режим обратного извлечения, в котором текучие среды извлекаются обратно из второго (обедненного сульфатными минералами) пласта карбонатной породы. Во время этого второго измерения химического индикатора одиночной скважины первый (обогащенный сульфатными минералами) пласт (ы) карбонатной породы не имеет непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной. Таким образом остаточная нефтенасыщенность (и следовательно коэффициент нефтеизвлечения), достигаемая в этих экспериментах по измерению химического индикатора одиночной скважины, может сравниваться с предполагаемым количеством нефти, полученным с использованием прогнозной модели.

Желательно, чтобы обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда захватывала большую часть порового объема пластов карбонатной породы-коллектора. Поэтому предпочтительно, чтобы концентрация растворенных сульфатных анионов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде достигала химического равновесия с отложениями водорастворимых сульфатных минералов, содержащихся в первом пласте (ах) карбонатной породы как можно ближе к нагнетательной скважине, например на расстоянии, составляющем менее 20% и предпочтительно менее 10% расстояния между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной.

Количество водорастворимых сульфатных минералов, которые растворяются в воде, закачанной в первый пласт (ы) карбонатной породы, зависит от содержания в нем этих минералов. Поэтому, если нагнетаемая вода

закачивается в два или несколько первых пластов карбонатной породы, концентрация сульфатов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде, сформированной в двух или нескольких первых пластах карбонатной породы, может различаться в зависимости от разницы в содержании водорастворимых сульфатных минералов в этих пластах.

Количество водорастворимых сульфатных минералов, которые растворяются в воде, закачанной в первый пласт (и) карбонатной породы, также зависит от концентрации сульфатов и общего содержания растворенных твердых компонентов в нагнетаемой воде. Специалистам в данной области понятно, что концентрация сульфатов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среде может возрастать при увеличении солесодержания в нагнетаемой воде. Соответственно предпочтительно, чтобы нагнетаемая вода имела общее содержание растворенных твердых компонентов, по меньшей мере на 20000 ppmv меньшее, чем это содержание в пластовой воде. Если пластовая вода имеет общее содержание растворенных твердых компонентов по меньшей мере 50000 ppmv, предпочтительно по меньшей мере 75000 ppmv, например по меньшей мере 100000 ppmv, в качестве нагнетаемой воды могут использоваться воды с относительно высоким солесодержанием, такие как морская, попутная или их смеси. Под "попутной водой" подразумевается вода, отделенная от извлеченных углеводородов на оборудовании их добычи и разделения.

Предпочтительно, чтобы нагнетаемая вода с относительно высоким солесодержанием (например морская вода, попутная вода с высокой соленостью или их смесь) имела общее содержание растворенных твердых компонентов в диапазоне от 20000 до 50000 ppmv, в частности от 20000 до 40000 ppmv, при условии, что общее содержание растворенных твердых компонентов в этой нагнетаемой воде по меньшей мере на 20000 ppmv ниже, чем в пластовой воде.

Однако предпочтительно использовать в качестве нагнетаемой воды воду с низким солесодержанием. Под низким солесодержанием подразумевается общее содержание растворенных твердых компонентов менее 20000 ppmv, предпочтительно менее 15000 ppmv, в частности менее 10000 ppmv. Предпочтительно, чтобы вода с низким солесодержанием имела общее содержание растворенных твердых компонентов в диапазоне от 200 до 10000

ppmv, более предпочтительно от 50 до 10000 ppmv, наиболее предпочтительно от 500 до 7500 ppmv, в частности от 500 до 5000 ppmv.

5 Водой с низким солесодержанием может быть пресная вода или солоноватая вода. Пресная вода может получаться из реки, озера или водоносной формации и обычно имеет общее содержание растворенных твердых компонентов менее 15000 ppmv. Солоноватая вода может получаться из устьевого речного источника, внутреннего моря или водоносной формации. Кроме того, некоторые попутные воды могут иметь достаточно низкое солесодержание, чтобы использоваться в качестве нагнетаемой воды слабой засоленности.

10 Альтернативно нагнетаемая вода с низким солесодержанием может представлять собой опресненную воду, полученную с опреснительной установки, в частности опреснительной установки, в которой используется процесс опреснения на мембранах, такой как процесс обратного или прямого осмоса. Вода, которая подается в мембранную опреснительную установку, может быть морской водой, жесткой водой (например устьевой, из водоносной формации или попутной водой), водой из засоленного нефтеносного горизонта, засоленной попутной водой или их смесью. Использование попутной воды для подачи в опреснительную установку имеет преимущество при наличии

15 ограничений для ее отведения. Морская вода также имеет предпочтение для подачи в опреснительную установку, будь она водой из внутреннего моря с общим содержанием растворенных твердых компонентов от 15000 до 40000 ppmv или океанической водой с общим содержанием растворенных твердых компонентов, например, от 30000 до 45000 ppmv.

25 Предпочтительно, чтобы в опреснительной установке прямого или обратного осмоса использовались мембраны, задерживающие от прохождения (просачивания) в очищенную воду практически все растворенные твердые компоненты, содержащиеся в подаваемой воде. Соответствующие мембраны, задерживающие в основном все растворенные твердые компоненты, специалистам в данной области техники хорошо известны. Соответственно,

30 очищенная вода может иметь общее содержание растворенных твердых компонентов, сниженное до 200 ppmv.

Количество воды, нагнетаемой в коллектор, обычно выражается в терминах "поровой объем".

Используемый в данном случае термин "общий поровой объем" означает "заполненный поровой объем" между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. "Заполненный поровой объем" – это поровой объем, заполненный обогаченной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой и усредненный по всей траектории потока между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Специалистам в данной области понятно, что заполненный поровой объем включает траектории потока, по которым обогаченная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит в один или несколько вторых пластов карбонатной породы-коллектора, не находящихся в прямой гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, а также траектории потока, по которым эта обогаченная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит (просачивается) сквозь один или несколько первых пластов карбонатной породы-коллектора. Если нагнетательная скважина имеет две или несколько связанных с ней эксплуатационных скважин, термин "общий поровой объем" относится к заполненному поровому объему между нагнетательной скважиной и двумя или несколькими эксплуатационными скважинами.

Термин "поровой объем первого пласта (ов) карбонатной породы" в данном случае используется для обозначения порового объема, заполненного обогаченной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой и усредненного по всем траекториям потока сквозь первый пласт (ы) карбонатной породы. Термин "поровой объем второго пласта (ов) карбонатной породы" в данном случае используется для обозначения порового объема, заполненного обогаченной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой и усредненного по всем траекториям потока сквозь второй пласт (ы) карбонатной породы.

"Общий поровой объем", "поровой объем первого пласта (ов) карбонатной породы" и "поровой объем второго пласта (ов) карбонатной породы" между нагнетательной скважиной и связанной с ней эксплуатационной скважиной (ами) могут быть легко определены известными специалистам в данной области способами, например модельными исследованиями. В этих модельных

исследованиях используется симулятор коллектора, в который импортирована статистическая геологическая модель коллектора. Эта статистическая геологическая модель получается путем учета сейсмического отображения и петрографических данных, включая пористость и водопроницаемость породы-коллектора, минералогические данные, произведение проницаемости на толщину для первого (обогащенного сульфатными минералами) и второго (обедненного сульфатными минералами) пластов карбонатной породы, относительный поровой объем первого (обогащенного сульфатными минералами) и второго (обедненного сульфатными минералами) пластов карбонатной породы, начальную водонасыщенность коллектора и начальную нефтенасыщенность коллектора, с построением таким образом трехмерной (3D) модели коллектора, отображающей пласты породы-коллектора, ловушки и разломы и включающей петрографические данные, относящиеся к одному или нескольким пластам коллектора. Местоположения нагнетательной скважины (ин) и эксплуатационной скважины (ин) затем вводятся в симулятор коллектора вместе с дополнительными свойствами текучей среды, например относительной проницаемостью породы-коллектора по воде и нефти для различных пластов карбонатной породы-коллектора. Симулятор коллектора может затем использоваться для моделирования нагнетания текучих сред в коллектор через нагнетательную скважину (ы), движения текучих сред сквозь один или несколько пластов коллектора, в частности сквозь нефтеносные пласты карбонатной породы, и выпуска текучих сред из коллектора через эксплуатационную скважину (ы). Модель симулятора коллектора может также обновляться с использованием 4-мерных данных сейсмического изображения, то есть данных сейсмического изображения, полученных в одной или нескольких временных точках, следующих за началом добычи нефти из коллектора. Симулятор коллектора может использоваться для определения общего заполненного порового объема, заполненного порового объема первого (обогащенного сульфатными минералами) пласта (ов) карбонатной породы и заполненного порового объема второго (обедненного сульфатными минералами) пласта (ов) коллектора между одной или несколькими нагнетательными скважинами и одной или несколькими эксплуатационными скважинами путем моделирования движения нагнетаемой текучей среды, содержащей индикатор, от

нагнетательной скважины (ин) к эксплуатационной скважине (ам). Общий
заполненный поровой объем, заполненный поровой объем первого
(обогащенного сульфатными минералами) пласта (ов) карбонатной породы и
заполненный поровой объем второго (обедненного сульфатными минералами)
5 пласта (ов) карбонатной породы учитывает барьеры на пути потока, такие как
снижение проницаемости породы-коллектора или наличие непроницаемых
стилолитных барьеров у поверхностей, граничных между пластами карбонатной
породы-коллектора.

Если нагнетаемая вода имеет относительно высокое содержание солей (как
10 описано выше), она может быть вполне пригодна и может непрерывно
закачиваться в первые пласты карбонатной породы-коллектора. Однако если
нагнетаемая вода имеет низкое солесодержание (как описано выше), может
возникнуть необходимость в минимизации порового объема, заполненного такой
водой, так как приемистость скважины может быть ограничена для такой воды
15 из-за необходимости а) введения попутной воды с высоким содержанием солей,
или б) ограничения подачи воды с низким солесодержанием (например из-за
ограниченной производительности опреснительной установки).

Предпочтительно, чтобы объем обогащенной сульфатами водосодержащей
вытесняющей текучей среды, проходящей из одного или нескольких первых
20 пластов карбонатной породы в прилегающий второй пласт (ы) карбонатной
породы и сквозь него, составлял по меньшей мере 0,2 от порового объема (с
учетом общего заполненного порового объема второго карбонатного пласта
(ов)). Причина в том, что при более низком поровом объеме обогащенной
сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды проявилась бы
25 тенденция к рассеянию во втором пласте (ах) карбонатной породы-коллектора
вследствие диффузного смешивания с пластовой водой и адсорбции сульфатных
анионов на поверхностях породы. Соответственно, снижение порового объема
обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды до
значений, менее 0,2, может привести в результате к невозможности достижения
30 соответствующего увеличения добычи нефти. В зависимости от концентрации
сульфатов в обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей
среде и скорости адсорбции сульфатов на карбонатной породе второго пласта
(ов) для этой вытесняющей текучей среды может быть определен поровой

объем, при котором проявляется тенденция к сохранению единства (то есть отсутствию рассеяния) во втором (бедном сульфатными минералами) пласте (ах) карбонатной породы-коллектора, и поэтому продолжается продвижение вытесняемой нефти сквозь второй пласт (ы) карбонатной породы в направлении эксплуатационной скважины. Предпочтительно, чтобы поровой объем обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, проходящей во второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, равнялся по меньшей мере 0,3, предпочтительно по меньшей мере 0,4, с учетом общего заполненного порового объема второго карбонатного пласта (ов).

10 Предпочтительно, чтобы поровой объем обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, проходящей во второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, был меньше 2, предпочтительно меньше 1,5, в частности меньше 1 общего порового объема, с учетом общего заполненного порового объема второго карбонатного пласта (ов). Предпочтительно, чтобы

15 поровой объем обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, проходящей в прилегающий второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, лежал в диапазоне от 0,3 до 1 общего порового объема, предпочтительно от 0,4 до 0,9 порового объема, с учетом общего заполненного порового объема второго карбонатного пласта (ов). Такие небольшие поровые

20 объемы обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды в данном материале называются "порциями". Количество воды с низким содержанием солей, закачанной в первый пласт (ы) карбонатной породы для формирования требуемой небольшой порции порового объема обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды во втором пласте (ах)

25 карбонатной породы, уменьшается при увеличении отношения водопроницаемости прилегающего второго пласта (ов) карбонатной породы к водопроницаемости первого пласта (ов) карбонатной породы. Это происходит потому, что при возрастании отношения проницаемостей увеличивается часть нагнетаемой воды, проходящей из первого пласта (ов) карбонатной породы во

30 второй, прилегающий пласт (ы) карбонатной породы, и, следовательно, снижается доля нагнетаемой воды, продолжающей течь (просачиваться) сквозь первый пласт (ы) карбонатной породы.

Предпочтительно, чтобы нагнетаемая вода с низким содержанием солей закачивалась в первый пласт (ы) карбонатной породы-коллектора в количестве, приводящем к образованию нерассеиваемой порции обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды как в первом, так и во втором

5 пласте (ах) карбонатной породы-коллектора. Предпочтительно, чтобы нерассеиваемая порция обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, проходящей в первый пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него, занимала поровой объем по меньшей мере 0,3 и предпочтительно по меньшей мере 0,4, с учетом общего заполненного порового объема первого

10 карбонатного пласта (ов). Однако если отношение водопроницаемости прилегающего, второго (бедного сульфатными минералами) пласта (ов) карбонатной породы к водопроницаемости первого (богатого сульфатными минералами) пласта (ов) карбонатной породы высокое (например больше 3:1, в частности больше 5:1), может быть нецелесообразным закачивать в первый

15 пласт (ы) карбонатной породы количество воды с низким содержанием солей, достаточное для образования нерассеиваемой порции обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды как в первом, так и во втором

пласте (ах) карбонатной породы по причине либо а) ограниченной доступности природной воды с низким содержанием солей, либо б) ограниченной

20 производительности опреснительной установки.

После закачки количества воды с низким солесодержанием, обеспечивающего близкое приближение к максимуму дополнительной добычи нефти по меньшей мере из второго пласта (ов) карбонатной породы и предпочтительно как из второго, так и из первого пластов карбонатной породы,

25 в первый пласт (ы) карбонатной породы может быть закачана вытесняющая (послепромывочная) вода с более высоким солесодержанием (общим содержанием растворенных твердых компонентов), обеспечивая тем самым то, что порция обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды (и следовательно фронт извлекаемой нефти) пройдет сквозь по меньшей

30 мере второй пласт (ы) карбонатной породы и предпочтительно как сквозь второй, так и сквозь первый пласты коллектора к эксплуатационной скважине. Кроме того, закачка вытесняющей воды может понадобиться для поддержания давления коллектора. Как правило, в качестве вытесняющей воды может

использоваться любая легкодоступная вода, например морская или попутная. Если вытесняющая вода имеет общее содержание растворенных твердых компонентов по меньшей мере на 20000 ppmv меньше, чем у пластовой воды, присутствующей в поровом пространстве первого карбонатного пласта (ов), и в
5 первый пласт (ы) карбонатной породы было закачено недостаточное количество воды с низким солесодержанием, чтобы образовать нерассеиваемую порцию обогатенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды как в первом, так и во втором пластах карбонатной породы, вытесняющая вода может растворить дополнительное количество отложений сульфатных минералов в
10 первом пласте (ах) карбонатной породы, приводя тем самым к увеличению извлечения нефти из первого пласта (ов) карбонатной породы.

Вытесняющая вода может закачиваться во все пласты карбонатной породы-коллектора вне зависимости от начального содержания сульфатных минералов в этих пластах. Поэтому пакеры и другое оборудование, использованное для
15 изоляции второго пласта (ов) карбонатной породы от нагнетательной скважины, могут быть удалены перед началом нагнетания вытесняющей воды.

Если есть необходимость в сбросе попутной воды с высоким содержанием солей (например попутной воды, имеющей солесодержание и концентрацию растворенных ионов, в частности концентрацию сульфатов, аналогичные
20 пластовой воде, присутствующей в первом пласте (ах) карбонатной породы-коллектора) путем закачки в одну или несколько нагнетательных скважин коллектора, к попутной воде может быть добавлена сернокислая соль для получения дополнительного извлечения нефти из зон коллектора, промываемых попутной водой. Соответственно, концентрация сульфатов в получившейся
25 обогатенной сульфатами попутной воде с высоким содержанием солей по меньшей мере на 1000 ppmv, предпочтительно по меньшей мере на 5000 ppmv выше, чем в попутной воде.

Нефть, связанная с породой коллектора может иметь плотность в градусах АНИ, равную по меньшей мере 15-60°, предпочтительно по меньшей мере 30-
30 45°, например 20-30°. Не ограничивая себя рамками какой-либо теории, можно положить, что большее добавочное извлечение нефти достигается при использовании предлагаемого в настоящем изобретении способа, когда связанная с породой коллектора нефть относится к относительно кислой нефти.

Поэтому предпочтительно, чтобы нефть имела значение общего кислотного числа по меньшей мере 0,05 мг КОН/г.

5 В способе по данному изобретению нагнетаемая вода предпочтительно закачивается под давлением, составляющим, например, от 10000 до 100000 кПа (100-1000 бар), по меньшей мере в одну нагнетательную скважину, расположенную на некотором расстоянии по меньшей мере от одной эксплуатационной скважины.

10 Способ по настоящему изобретению предпочтительно используется при добыче вторичными методами, которая может производиться с началом добычи нефти из коллектора (без добычи первичными методами) или после добычи нефти первичными методами при естественном давлении коллектора. Альтернативно, способ по настоящему изобретению может использоваться одновременно с третичными методами добычи (например после заводнения водой, имеющей солесодержание и состав растворенных ионов, в частности концентрацию сульфатов, аналогичные с пластовой водой коллектора).

15 Специалистам в данной области техники понятно, что при использовании вторичных методов добычи текучая среда закачивается в коллектор из нагнетательной скважины для поддержания давления коллектора и выдавливания нефти в направлении эксплуатационной скважины. Преимущество от использования предлагаемого в настоящем изобретении способа одновременно со вторичным методом добычи состоит в том, что обогащенная сульфатами, водосодержащая вытесняющая текучая среда, проходящая во второй пласт (ы) карбонатной породы и сквозь него высвобождает дополнительное количество нефти из порового пространства второго пласта (ов) карбонатной породы, а также по меньшей мере из части первого пласта (ов) карбонатной породы-коллектора. Кроме того, период добычи обезвоженной нефти из эксплуатационной скважины может быть продлен, откладывая тем самым момент прорыва воды. Кроме того, даже после прорыва воды будет наблюдаться увеличенная добыча нефти по сравнению с использованием нагнетаемой воды, имеющей то же солесодержание и состав растворенных ионов, в частности концентрацию сульфатов, что и пластовая вода первого пласта (ов) карбонатной породы. Может происходить также меньшее поступление воды (большее отношение нефти к воде) для данного объема

извлеченной текучей среды по сравнению с использованием нагнетаемой воды, имеющей содержание солей и состав растворенных ионов, в частности концентрацию сульфатов, аналогичное пластовой воде первого пласта (ов) карбонатной породы. Эти преимущества также действуют при использовании предлагаемого в настоящем изобретении способа одновременно с началом добычи нефти из коллектора.

Специалистам в данной области техники понятно, что при добыче третичными методами нагнетание естественной текучей среды прекращается, и для увеличения добычи нефти в коллектор закачивается другая текучая среда. Текучая среда, нагнетаемая в один или несколько первых пластов карбонатной породы-коллектора при применении третичных методов добычи предпочтительно представляет собой воду с низким содержанием солей. Предпочтительно, чтобы естественной текучей средой, нагнетаемой в коллектор, была вода с высоким содержанием солей, не имеющая по природе высокого содержания сульфатов (то есть концентрация сульфатов в ней незначительно превышает концентрацию сульфатов в пластовой воде, присутствующей в поровом пространстве первого пласта (ов) карбонатной породы), так как в противном случае дополнительная добыча нефти может снизиться по сравнению с достижимой при использовании одновременно с третичным методом добычи предлагаемого способа.

Может существовать одна нагнетательная скважина и одна эксплуатационная скважина, но предпочтительно, чтобы было несколько нагнетательных скважин и несколько эксплуатационных скважин. Может быть много вариантов пространственного расположения между нагнетательной скважиной или каждой из нагнетательных скважин и эксплуатационной скважиной или каждой из эксплуатационных скважин. Нагнетательные скважины могут располагаться вокруг эксплуатационной скважины. Альтернативно, нагнетательные скважины могут располагаться в один или несколько рядов, между которыми размещаются эксплуатационные скважины. Эти конфигурации называются "схемами заводнения", и специалистам в данной области хорошо известно, как задействовать нагнетательные скважины, чтобы достичь максимальной добычи при воздействии на пласт по такой схеме заводнения (то есть при добыче вторичными или третичными методами).

Специалистам в данной области хорошо известно, что в зависимости от пространственного расположения нагнетательной скважины и связанных с ней эксплуатационных скважин обогащенная сульфатами, водосодержащая текучая среда, сформированная в первом пласте (ах) карбонатной породы и прошедшая в 5 прилегающий, второй пласт карбонатной породы и сквозь него, может прорваться в каждую из эксплуатационных скважин в разные моменты времени. Как правило, схемы заводнения используются на суше, в то время как в море пробуривается обычно меньше эксплуатационных и нагнетательных скважин.

10 Должно быть понятно, что все, что описывается далее в приложении к одному варианту выполнения, может использоваться отдельно или в сочетании с другими описанными свойствами, и может также использоваться в сочетании с одним или несколькими свойствами любого другого варианта выполнения или сочетания любых других вариантов выполнения. Кроме того, не описанные 15 выше эквиваленты и модификации также могут использоваться без выхода за объем изобретения, определяемый прилагаемой формулой изобретения. Свойства по пунктам формулы изобретения могут объединяться в сочетания, отличные от определенных в формуле изобретения.

ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Компьютеризированный способ установления одного или нескольких рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти, выполненной с
5 возможностью закачки нагнетаемой воды в коллектор, включающий по меньшей мере два пласта карбонатной породы, содержащих сырую нефть в своем поровом пространстве, причем система вытеснения сырой нефти предназначена для использования при вытеснении сырой нефти из порового пространства пластов карбонатной породы,
- 10 при этом способ включает следующие шаги:
получение входных данных, отображающих:
- i) параметры нагнетаемой воды, включающие температуру, солесодержание и концентрацию сульфатов; и
 - ii) параметры пластов карбонатной породы, включающие температуру,
15 проницаемость пластов карбонатной породы, содержание водорастворимых сульфатных минералов в пластах карбонатной породы и показатель проницаемости одной или нескольких границ между прилегающими пластами карбонатной породы;
- 20 введение входных данных в компьютерную прогнозную модель;
использование прогнозной модели так, чтобы:
- a) идентифицировать один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной породы из по
25 меньшей двух пластов карбонатной породы, причем один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, при этом один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, а один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов;
 - 30 б) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих параметры нагнетаемой воды и параметры пластов карбонатной породы, растворение водорастворимых сульфатных минералов, содержащихся по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы из одного или

нескольких первых пластов карбонатной породы, в нагнетаемой воде, что будет происходить при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы, на основании чего генерируются первые данные, отображающие химические характеристики обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы путем растворения водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде;

5
10
15
20
25
30

в) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, прохождение обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды сквозь по меньшей мере один первый пласт карбонатной породы, на основании чего генерируются параметры первого потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды;

г) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, водопроницаемость одной или нескольких границ раздела и параметры первого потока, прохождение обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды по меньшей мере из одного первого пласта карбонатной породы по меньшей мере в и сквозь один второй пласт карбонатной породы из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы, на основании чего генерируются параметры второго потока обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды; и

д) сгенерировать с учетом по меньшей мере первых данных и смоделированных параметров второго потока вторые данные, отображающие прогнозное количество нефти, которое будет вытеснено по меньшей мере из одного второго пласта карбонатной породы обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы, при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы; и

определение на основе вторых данных управляющих данных, устанавливающих один или несколько рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти.

5 2. Способ по п. 1, включающий сравнение вторых данных с данными, отображающими один или несколько объемов нефти, которые могут быть вытеснены из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы водосодержащими вытесняющими текучими средами, имеющими химические свойства, отличные от обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей
10 текучей среды, сформированной по меньшей мере в одном из первых пластов карбонатной породы, с определением на этом основании управляющих данных.

3. Способ по п. 1 или 2, в котором управляющие данные отображают по меньшей мере одно из группы, включающей:

15 команду на закачку нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы;

 команду на отсутствие закачки нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы;

20 команду на закачку нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы;

 команду на отсутствие закачки нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы; и/или

25 команду на закачку относительно большого количества нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы и относительно малого количества нагнетаемой воды по меньшей мере в один из одного или нескольких вторых пластов карбонатной породы.

4. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором идентификация одного или нескольких первых пластов карбонатной породы устанавливает
30 группу первых пластов карбонатной породы, причем способ включает следующие шаги:

 использование прогнозной модели для генерирования вторых данных, отображающих прогнозируемое количество нефти, вытесняемой при конфигурации

системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается в несколько различных подгрупп из идентифицированной группы первых пластов карбонатной породы;

5 идентификацию на основе вторых данных, сгенерированных для каждой из подгрупп первых пластов карбонатной породы, одного или нескольких пластов карбонатной породы, в которые закачивается нагнетаемая вода, с установлением на основании этого одного или нескольких рабочих режимов.

10 5. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором система вытеснения сырой нефти выполнена с возможностью закачки нагнетаемой воды в коллектор через группу нагнетательных скважин, причем способ включает следующие шаги:

15 использование прогнозной модели для генерирования вторых данных, отображающих прогнозное количество нефти, которое будет вытеснено при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается в коллектор через различные сочетания скважин в группе нагнетательных скважин; и

20 идентификацию на основе вторых данных, сгенерированных для каждой из подгрупп нагнетательных скважин, одной или нескольких нагнетательных скважин, через которые нагнетаемая вода закачивается в коллектор, с установлением на основании этого одного или нескольких рабочих режимов.

6. Способ по любому из предыдущих пунктов, дополнительно включающий следующие шаги:

25 использование прогнозной модели для генерирования вторых данных, отображающих прогнозное количество нефти, которое будет вытеснено при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой в коллектор закачиваются различные нагнетаемые воды с различными параметрами; и

30 идентификацию на основе вторых данных требуемой нагнетаемой воды с установлением тем самым одного или нескольких рабочих режимов.

7. Способ по любому из предыдущих пунктов, включающий шаг использования прогнозной модели так, чтобы моделировать с использованием по

меньшей мере первых данных и данных, отображающих водопроницаемости пластов карбонатной породы, третьи данные, отображающие прогнозируемое количество нефти, которое будет вытеснено по меньшей мере из одного первого пласта карбонатной породы обогащенной сульфатами водосодержащей
5 вытесняющей текучей средой, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы, при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы.

10 8. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором управляющие данные, включают данные, отображающие по меньшей мере одну из группы, включающей:

местоположение одной или нескольких нагнетательных скважин;

местоположение одной или нескольких эксплуатационных скважин; или

15 заканчивание скважины с гидравлической изоляцией второго пласта карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной.

9. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором параметры
20 нагнетаемой воды содержат один или несколько элементов из группы, включающей концентрацию многовалентных катионных компонентов, концентрацию сульфатных ионов и общее содержание растворенных твердых компонентов в нагнетаемой воде.

25 10. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором входные данные отображают параметры сырой нефти, содержащейся в пластах карбонатной породы, и в котором входные данные, отображающие параметры сырой нефти, используются для генерации вторых данных, отображающих прогнозируемое дополнительное количество нефти.

30 11. Способ по п. 10, в котором параметры сырой нефти содержат одно или несколько из группы, включающей плотность в градусах АНИ, общую величину

кислотного числа, общую величину щелочного числа нефти и концентрацию асфальтеновых и битумных компонентов в нефти.

5 12. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором входные данные отображают параметры пластовой воды, содержащейся в пластах карбонатной породы, и в котором входные данные, отображающие параметры пластовой воды, используются для моделирования растворения водорастворимых сульфатных минералов по меньшей из одного из первых пластов карбонатной породы в нагнетаемой воде.

10 13. Способ по п. 12, в котором параметры пластовой воды содержат одно или несколько из группы, включающей температуру, солесодержание, концентрацию сульфатов и концентрации многовалентных катионов в пластовой воде.

15 14. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором рабочий режим подтверждается экспериментом по заводнению керна, в котором водосодержащая вытесняющая текучая среда, содержащая анионы растворенных сульфатов, нагнетается в образец керна, взятый из второго пласта карбонатной породы, или тестом с химическим индикатором в одиночной скважине, проводимым на скважине, пересекающей этот коллектор.

20 15. Компьютерная программа или пакет компьютерных программ, включающий команды, при исполнении которых компьютером или комплексом компьютеров выполняются шаги способа по любому из п.п. 1-13.

25 16. Компьютерный машиночитаемый носитель, содержащий компьютерную программу по п. 14.

30 17. Система для выбора конфигурации системы вытеснения сырой нефти, выполненной с возможностью закачки нагнетаемой воды в коллектор, включающий по меньшей мере два пласта карбонатной породы, содержащих сырую нефть в своем поровом пространстве, причем система вытеснения сырой

нефти предназначена для использования при вытеснении сырой нефти из порового пространства пластов карбонатной породы, при этом система для выбора конфигурации включает:

интерфейс, выполненный с возможностью приема входных данных, отображающих:

i) параметры нагнетаемой воды, включающие температуру, солесодержание и концентрацию сульфатов; и

ii) параметры пластов карбонатной породы, включающие температуру, водопроницаемость пластов карбонатной породы, содержание водорастворимых сульфатных минералов в пластах и показатель водопроницаемости одной или нескольких границ раздела между прилегающими пластами карбонатной породы; и

устройство обработки, выполненное с возможностью использования прогнозной модели так, чтобы:

a) идентифицировать один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной породы из по меньшей мере двух пластов карбонатной породы, причем один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, при этом один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, и один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов;

b) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих параметры нагнетаемой воды и параметры пластов карбонатной породы, растворение водорастворимых сульфатных минералов, содержащихся по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы из одного или нескольких первых пластов карбонатной породы, в нагнетаемой воде, что будет происходить при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, при которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей мере в один первый пласт карбонатной породы, на основании чего генерируются первые данные, отображающие химические характеристики обогащенной сульфатами водосодержащей текучей среды, сформированной по меньшей мере в одном

первом пласте карбонатной породы путем растворения водорастворимых сульфатных минералов в нагнетаемой воде;

5 в) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, прохождение обогатненной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды сквозь по меньшей мере один первый пласт карбонатной породы, на основании чего генерируются параметры первого потока обогатненной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды;

10 г) моделировать с использованием по меньшей мере данных, отображающих водопроницаемость пластов карбонатной породы, водопроницаемость одной или нескольких границ и параметры первого потока, прохождение обогатненной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды по меньшей мере из одного первого пласта карбонатной породы по меньшей мере в один второй пласт карбонатной породы из одного или
15 нескольких вторых пластов карбонатной породы, на основании чего генерируются параметры второго потока обогатненной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды; и

д) сгенерировать с учетом по меньшей мере первых данных и смоделированных параметров второго потока вторые данные, отображающие
20 прогнозируемое количество нефти, которое будет вытеснено по меньшей мере из одного второго пласта карбонатной породы обогатненной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей средой, сформированной по меньшей мере в одном первом пласте карбонатной породы, при конфигурации системы вытеснения сырой нефти, в которой нагнетаемая вода закачивается по меньшей
25 мере в один первый пласт карбонатной породы; и

определения на основе вторых данных управляющих данных, устанавливающих один или несколько рабочих режимов для системы вытеснения сырой нефти.

30 18. Способ добычи сырой нефти из коллектора, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, и который включает один или несколько первых пластов карбонатной породы и один или несколько вторых пластов карбонатной

породы, каждый из которых содержит сырую нефть и пластовую воду в своем поровом пространстве, при этом один или несколько вторых пластов карбонатной породы прилегают по меньшей мере к одному из первых пластов карбонатной породы, и не существует барьера, либо существует

5 полупроницаемый барьер для воды на границе между вторым и первым пластами карбонатной породы, причем один или несколько первых пластов карбонатной породы имеют относительно высокое содержание водорастворимых сульфатных минералов, а один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют относительно низкое содержание водорастворимых сульфатных минералов, при
10 этом способ включает следующие шаги:

изоляция вторых пластов карбонатной породы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной;

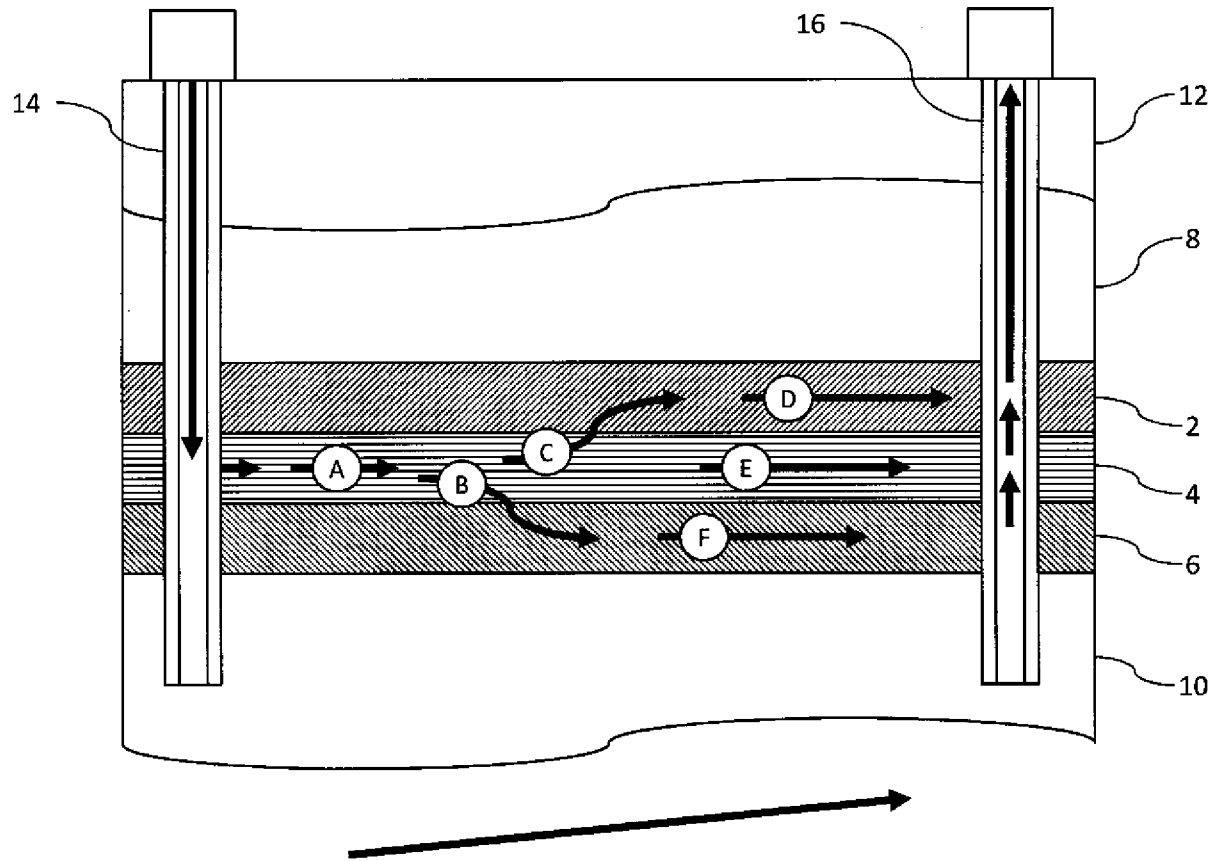
закачка нагнетаемой воды, имеющей общее содержание растворенных твердых компонентов ниже, чем общее содержание растворенных твердых
15 компонентов в пластовой воде, из нагнетательной скважины в первый пласт(ы) карбонатной породы с формированием при этом обогащенной сульфатами водосодержащей вытесняющей текучей среды за счет растворения водорастворимых сульфатных минералов из первого пласта(ов) карбонатной
20 породы в нагнетаемой воде, при этом обогащенная сульфатами водосодержащая вытесняющая текучая среда проходит сквозь первый пласт(ы) карбонатной породы и из первого пласта(ов) карбонатной породы во и сквозь второй пласт(ы) карбонатной породы, тем самым вытесняя нефть в направлении эксплуатационной скважины.

25 19. Способ по п. 18, в котором нагнетаемая вода имеет общее содержание растворенных твердых компонентов по меньшей мере на 20000 ppmv ниже общего содержания растворенных твердых компонентов в пластовой воде, один или несколько вторых пластов карбонатной породы имеют содержание водорастворимых сульфатных минералов менее 5 масс %, предпочтительно
30 менее 2,5 масс %, по меньшей мере один прилегающий первый пласт карбонатной породы имеет содержание водорастворимых сульфатных минералов по меньшей мере 5 масс %, предпочтительно по меньшей мере 7,5 масс %, и водосодержащая вытесняющая текучая среда, сформированная в пласте, имеет

концентрацию сульфатов по меньшей мере на 0,01 моль/л (960 ppmv) большую, чем концентрация сульфатов в пластовой воде.

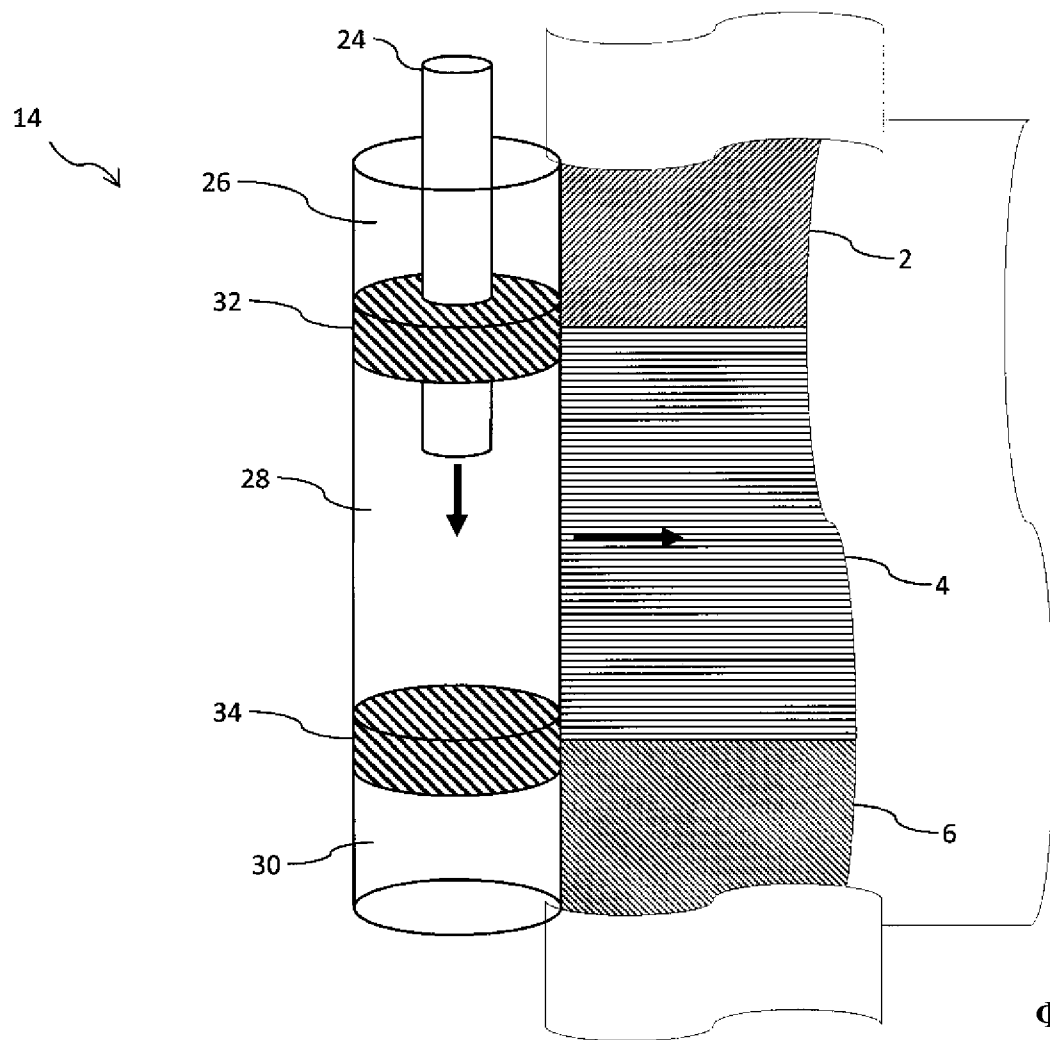
5 20. Способ по п. 18 или 19, в котором вторые пласты карбонатной породы частично изолированы от непосредственной гидравлической взаимосвязи с нагнетательной скважиной, так что нагнетаемая вода преимущественно закачивается из нагнетательной скважины в первые пласты карбонатной породы.

1



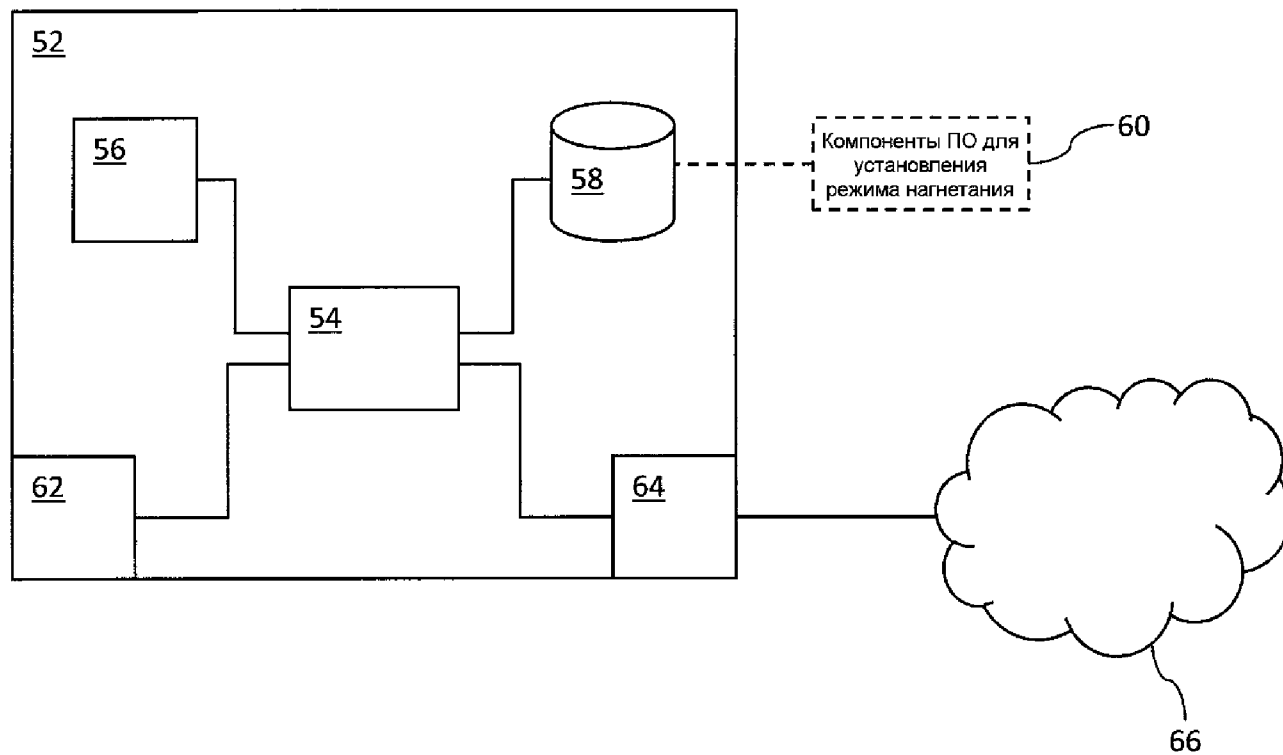
1/4

ФИГ. 1



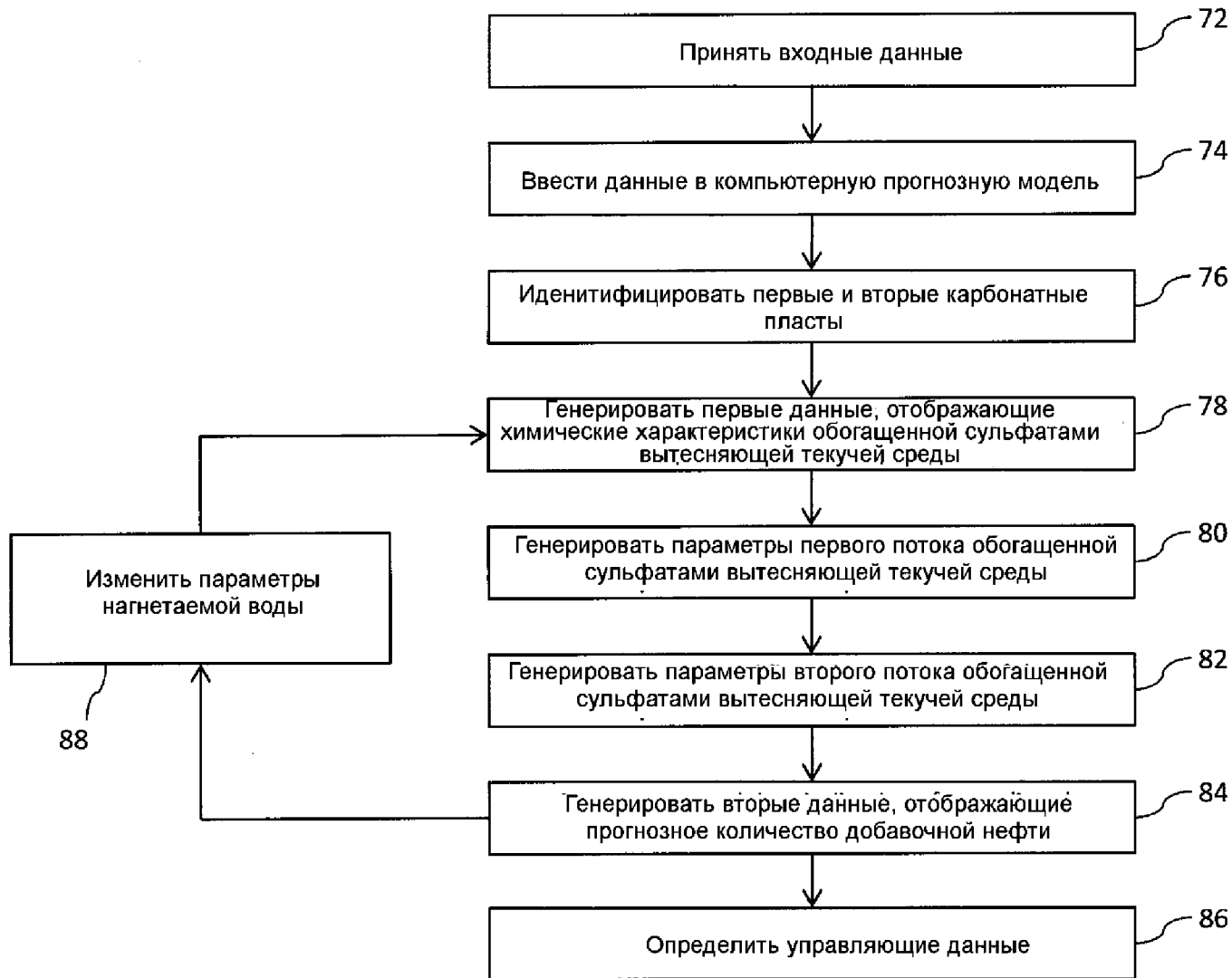
ФИГ. 2

50



3/4

ФИГ. 3



4/4

ФИГ. 4