



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

С09К 8/584 (2018.08); *С09К 2208/06* (2018.08); *Е21В 43/16* (2018.08); *Y10S 507/935* (2018.08); *Y10S 507/936* (2018.08)

(21)(22) Заявка: 2016133496, 14.01.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.01.2015Дата регистрации:
11.02.2019

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
16.01.2014 US 61/928,072

(43) Дата публикации заявки: 20.02.2018 Бюл. № 5

(45) Опубликовано: 11.02.2019 Бюл. № 5

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 16.08.2016

(86) Заявка РСТ:
US 2015/011295 (14.01.2015)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2015/108900 (23.07.2015)Адрес для переписки:
109012, Москва, ул. Ильинка, 5/2, ООО
"Союзпатент"

(72) Автор(ы):

САУТВИК Джеффри Джордж (US),
ВАН ДЕН ПОЛ Эстер (NL),
НЕЛЬСОН Ричард Чарльз (US)

(73) Патентообладатель(и):

ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 2011/0059873 A1, 10.03.2011. US 2009/0036332 A1, 05.02.2009. US 2011/059873 A1, 10.03.2011. US 2005/0085397 A1, 21.04.2005. US 4903769 A, 27.02.1990. WO 2011/130310 A1, 20.10.2011. WO 2011/110502 A9, 15.09.2011.

(54) СПОСОБ И КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу добычи нефти из пласта. Способ добычи нефти из нефтеносного пласта, включающий смешивание анионогенного поверхностно-активного вещества - АПАВ, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака с образованием композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, измеренный при 25°C, введение полученной композиции в нефтеносный пласт, контактирование ее с нефтью в нефтеносном пласте и добычу нефти из нефтеносного пласта

после введения указанной композиции. Композиция для извлечения нефти, содержащая смесь АПАВ, полимера, аммиака, воды и бикарбоната щелочного металла, где композиция имеет рН менее 10, измеренный при 25°C. Способ добычи нефти из нефтеносного пласта, включающий введение АПАВ, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносный пласт, смешивание АПАВ, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносном пласте

с образованием композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, контактирование указанной композиции с нефтью в нефтеносном пласте и добычу нефти из пласта после контактирования композиции с нефтью в пласте.

Изобретение развито в зависимых пунктах формулы. Технический результат – повышение эффективности добычи нефти. 3 н. и 21 з.п. ф-лы, 6 ил., 7 табл., 2 пр.

RU 2 6 7 9 4 6 4 C 2

RU 2 6 7 9 4 6 4 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
C09K 8/584 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

C09K 8/584 (2018.08); *C09K 2208/06* (2018.08); *E21B 43/16* (2018.08); *Y10S 507/935* (2018.08); *Y10S 507/936* (2018.08)

(21)(22) Application: **2016133496, 14.01.2015**(24) Effective date for property rights:
14.01.2015Registration date:
11.02.2019

Priority:

(30) Convention priority:
16.01.2014 US 61/928,072(43) Application published: **20.02.2018** Bull. № 5(45) Date of publication: **11.02.2019** Bull. № 5(85) Commencement of national phase: **16.08.2016**(86) PCT application:
US 2015/011295 (14.01.2015)(87) PCT publication:
WO 2015/108900 (23.07.2015)Mail address:
109012, Moskva, ul. Ilinka, 5/2, OOO "Soyuzpatent"

(72) Inventor(s):

**SAUTVIK Dzheffri Dzhordzh (US),
VAN DEN POL Ester (NL),
NELSON Richard Charlz (US)**

(73) Proprietor(s):

**SHELL INTERNESHNL RISERCH
MAATSKHAPPIJ B.V. (NL)**

(54) **METHOD AND COMPOSITION FOR PRODUCING OIL**

(57) Abstract:

FIELD: oil, gas and coke-chemical industries.

SUBSTANCE: invention relates to a method for producing oil from a formation. Method of extracting oil from an oil-bearing formation, including mixing an anionic surfactant, water, polymer, alkali metal bicarbonate and liquid ammonia to form a composition for extracting oil having a pH less than 10, measured at 25 °C, feeding the resulting composition into the oil-bearing formation, contacting said composition with the oil in the oil-bearing formation and extracting oil from the oil-bearing after feeding said composition. Composition for the extraction of oil containing a mixture of anionic surfactants, polymer, ammonia, water and alkali metal bicarbonate, where the composition

has a pH less than 10, measured at 25 °C. Method for oil extraction from an oil-bearing formation, including the introduction of an anionic surfactant, water, polymer, alkali metal bicarbonate and liquid ammonia into an oil-bearing formation, mixing anionic surfactant, water, polymer, alkali metal bicarbonate and liquid ammonia in the oil-bearing formation to form a composition for extracting oil having a pH less than 10, contacting said composition with oil in the oil-bearing formation; and oil recovery from the formation after contacting the composition with oil in the formation. Invention is developed in dependent items of the formula.

EFFECT: higher efficiency of oil production.

R U 2 6 7 9 4 6 4 C 2

R U 2 6 7 9 4 6 4 C 2

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к способу добычи нефти из пласта, в частности, настоящее изобретение относится к способу повышения нефтеотдачи пласта.

Уровень техники изобретения

5 При добыче нефти из подземного пласта с помощью способов первичной добычи, использующих естественное пластовое давление для добычи нефти, можно извлечь только часть нефти в пласте. Часть нефти, которая не может быть добыта из пласта с помощью способов первичной добычи, может быть добыта с помощью способов повышения или улучшения нефтеотдачи пласта (EOR).

10 В одном из способов повышения нефтеотдачи пласта используется щелочно-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение нефтеносного пласта для увеличения количества нефти, добываемой из пласта. Водная дисперсия щелочного компонента, поверхностно-активного вещества и полимера закачивается в нефтеносный пласт для повышения извлечения нефти из пласта после первичного заводнения или после вторичного
15 заводнения. ASP-заводнение повышает извлечение нефти из пласта за счет понижения межфазного натяжения между нефтяной и водной фазами в пласте, тем самым повышая подвижность нефти для добычи. Межфазное натяжение между нефтяной и водной фазами в пласте понижается за счет поверхностно-активного вещества ASP-заводнения и за счет образования мыла при взаимодействии щелочей с кислотами в нефти. Полимер
20 повышает вязкость жидкости ASP, как правило, до того же порядка величины, что и у нефти в пласте, поэтому мобилизованная нефть может быть вытеснена через пласт для добычи с помощью ASP-заводнения.

Использование способов повышения нефтеотдачи по технологии ASP для добычи нефти из подводных нефтеносных пластов может ограничиваться имеющимся местом
25 на морской нефтедобывающей платформе и ограничениями по весу платформы. Для полимера, поверхностно-активного вещества и щелочного компонента должны быть предусмотрены хранилища. В некоторых случаях ограничения по весу и имеющемуся месту на морской платформе препятствуют использованию способов повышения нефтеотдачи по технологии ASP, поскольку не хватает места для хранения всех
30 компонентов ASP-заводнения на платформе, или вес компонентов ASP-заводнения является чрезмерно высоким для использования на морской нефтедобывающей платформе.

Щелочи, наиболее широко использующиеся в качестве щелочного компонента в способах ASP EOR, включают щелочные гидроксиды и щелочные карбонаты, и наиболее
35 распространенным компонентом, используемым в способе ASP EOR, является карбонат натрия. Ограничения по месту и весу морской нефтедобывающей платформы могут сделать способ повышения нефтеотдачи по технологии ASP с использованием щелочного карбоната непригодным для добычи нефти из подводного пласта из-за сравнительно
40 большого пространства, необходимого для хранения щелочного карбоната, большого пространства, необходимого для смешительного оборудования, и относительно большого веса раствора щелочного карбоната.

Жидкий аммиак может использоваться вместо щелочного карбоната или щелочного гидроксида в качестве щелочного компонента способа ASP EOR для уменьшения места,
занимаемого системой для осуществления способа ASP EOR. Безводный жидкий аммиак
45 дает щелочность в 6,2 раза выше, чем эквивалентная масса карбоната натрия, поэтому требуемая масса щелочного компонента ASP-заводнения при использовании безводного жидкого аммиака может быть уменьшена в 6,2 раза по сравнению с использованием карбоната натрия при обеспечении аналогичной относительной щелочности. Таким

образом, меньшее место и масса требуются для хранения аммиачного щелочного компонента по сравнению с щелочными карбонатами или щелочными гидроксидами, поскольку меньшее количество аммиачного щелочного компонента может использоваться для обеспечения эквивалентных уровней щелочности. На морской платформе, используемой для добычи нефти из подводного нефтеносного пласта, выигрыш места и веса, обеспечиваемый заменой обычно применяемых щелочных карбонатов на жидкий аммиак, может быть определяющим фактором возможности использования способа ASP EOR на платформе и в пласте.

Однако применение аммиака в качестве щелочного компонента в системе и способе ASP EOR ограничивается использованием с малочувствительными к кальцию поверхностно-активными веществами. Ионы кальция, присутствующие в нефти и воде из пласта и связанные с поверхностями пласта, не осаждаются, когда аммиак используют в качестве щелочного компонента ASP EOR заводнения, поскольку гидроксид кальция, - осадок кальция, образующийся при использовании жидкого аммиака в качестве щелочи в способе ASP EOR, будет осаждаться только при концентрациях Ca^{2+} свыше 8,8% при 25°C, что превышает концентрацию Ca^{2+} в большинстве нефтеносных пластов. Следовательно, только малочувствительные к кальцию поверхностно-активные вещества, - те поверхностно-активные вещества, которые не осаждаются в присутствии значительных количеств катионов кальция, - могут применяться в способе ASP EOR с использованием аммиака в качестве щелочного компонента, без существенной потери поверхностно-активного вещества за счет осаждения кальцием. Однако, наиболее коммерчески целесообразными малочувствительными к кальцию поверхностно-активными веществами, используемыми в способе ASP EOR, являются этиленоксидсульфатные, пропиленоксидсульфатные и этиленоксид-пропиленоксидсульфатные поверхностно-активные вещества, которые гидролизуются с неприемлемой скоростью при температуре выше 60°C. Таким образом, способы ASP EOR, использующие аммиак в качестве щелочного компонента, не являются особенно коммерчески целесообразными в пластах, имеющих значительные концентрации ионов кальция и пластовую температуру по меньшей мере 60°C, и применение способов EOR ASP в шельфовых пластах, имеющих эти характеристики, может быть коммерчески нецелесообразным.

Карбонат щелочного металла или бикарбонат щелочного металла могут использоваться в сочетании с аммиаком для образования щелочного компонента в системе и способе ASP EOR, использующих чувствительное к кальцию поверхностно-активное вещество, при этом достаточное количество карбоната щелочного металла может использоваться в ASP-композиции для взаимодействия с кальцием в пласте для исключения существенного осаждения поверхностно-активного вещества, в то время как аммиак используется в качестве основной массы щелочного компонента ASP-композиции. Данная смешанная ASP-композиция щелочи/аммиака дает выгоду снижения общей массы и занимаемого места для щелочного компонента по сравнению с щелочными компонентами, образованными только щелочами, одновременно позволяя использовать чувствительные к кальцию поверхностно-активные вещества. Однако, данные смешанные ASP-композиции щелочи/аммиака приготовлены для использования при pH 10 и выше, что может вызвать значительное растворение диоксида кремния в пластах песчаника, в частности, в пластах, имеющих температуру выше 60°C, что приведет к повреждению пласта и расходованию щелочи.

Желательны улучшения существующих композиций и способов повышения нефтеотдачи по технологии ASP. В частности, желательны композиции и способы,

которые позволяют эффективно использовать повышение нефтеотдачи на основе ASP в подводных нефтеносных пластах песчаника, имеющих значительные концентрации ионов кальция и пластовые температуры по меньшей мере 50°C или по меньшей мере 60°C.

5 Сущность изобретения

В одном аспекте настоящее изобретение относится к способу добычи нефти из нефтеносного пласта, включающему в себя:

10 смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака, содержащего не более 10% масс. воды, для образования композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, измеренный при 25°C;

введение композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте;

и

15 добычу нефти из нефтеносного пласта после введения композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт.

В другом аспекте настоящее изобретение относится к композиции, содержащей поверхностно-активное вещество, полимер, бикарбонат щелочного металла, аммиак и воду, причем композиция имеет рН менее 10, измеренный при 25°C.

20 В другом аспекте настоящее изобретение относится к способу добычи нефти из нефтеносного пласта, включающему в себя:

введение поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака, содержащего не более 10% масс. воды, в нефтеносный пласт;

25 смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносном пласте для образования композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, измеренный при 25°C;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте;

и

30 добычу нефти из нефтеносного пласта после введения поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносный пласт.

Краткое описание чертежей

35 На фиг. 1 представлена иллюстрация системы добычи нефти, которая может использоваться для добычи нефти способом в соответствии с настоящим изобретением.

На фиг. 2 представлена иллюстрация системы добычи нефти, которая может использоваться для добычи нефти способом в соответствии с настоящим изобретением.

На фиг. 3 представлена схема расположения скважин для добычи нефти в соответствии со способом настоящего изобретения.

40 На фиг. 4 представлена схема расположения скважин для добычи нефти в соответствии со способом настоящего изобретения.

На фиг. 5 приведен график растворения диоксида кремния с течением времени в образцах растворов при 52°C.

45 На фиг. 6 приведен график растворения диоксида кремния с течением времени в образцах растворов при 83°C.

Подробное описание изобретения

Настоящее изобретение относится к способу повышения нефтеотдачи нефтеносного пласта, использующему композицию для извлечения нефти, имеющую рН менее 10,

которая состоит из поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака, содержащего не более 10% масс. воды; и также относится к составу композиции для извлечения нефти, содержащему поверхностно-активное вещество, полимер, бикарбонат щелочного металла, аммиак и воду, причем состав имеет рН менее 10. В способе настоящего изобретения поверхностно-активное вещество, вода, полимер, бикарбонат щелочного металла и жидкий аммиак могут быть смешаны для образования композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, перед, во время или после введения в нефтеносный пласт для повышения извлечения нефти из пласта. Поверхностно-активное вещество, бикарбонат щелочного металла и аммиак могут мобилизовывать нефть в пласте с помощью уменьшения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте, полимер может создавать вязкость, достаточную для вытеснения мобилизованной нефти через пласт для добычи из пласта, и бикарбонат щелочного металла может способствовать осаждению кальция и магния в пласте, тем самым замедляя вызванное кальцием и магнием осаждение поверхностно-активного вещества.

Использование аммиака благоприятно для уменьшения необходимого места и массы в способе ASP EOR по сравнению с традиционно используемыми карбонатами щелочных металлов. Например, безводный жидкий аммиак дает щелочность в 6,2 раза выше, чем эквивалентная масса карбоната натрия, поэтому необходимая масса щелочного компонента системы ASP-заводнения при использовании безводного жидкого аммиака может быть уменьшена в 6,2 раза по сравнению с использованием карбоната натрия при обеспечении аналогичной относительной щелочности. Таким образом, меньшее место и масса нужны при хранении аммиачного щелочного компонента по сравнению с традиционно используемыми щелочными компонентами щелочей-карбонатов, поскольку меньшее количество должно использоваться для обеспечения эквивалентных уровней щелочности. На морской платформе, используемой для добычи нефти из подводного нефтеносного пласта, выигрыш места и массы, обеспечиваемый заменой традиционно применяемых щелочных компонентов на жидкий аммиак, может являться определяющим фактором для возможности применения способа ASP EOR на платформе.

Достаточное количество бикарбоната щелочного металла может включаться в композицию для извлечения нефти для осаждения кальция и/или магния, встречающихся в пласте, по мере того как порция композиции для извлечения нефти перемещается через пласт, что позволяет использовать коммерчески целесообразные поверхностно-активные вещества в композиции для извлечения нефти, которые устойчивы при пластовых температурах выше 60°C, но подвержены осаждению в присутствии кальция и/или магния. Предпочтительно значительно меньше бикарбоната щелочного металла добавляется в композицию для извлечения нефти, используемую в способе настоящего изобретения, чем при традиционном ASP-заводнении, в котором используется карбонат или бикарбонат щелочного металла в качестве единственного или основного щелочного компонента, тем самым обеспечивая выигрыш места и массы при использовании аммиака в качестве щелочного компонента композиции для извлечения нефти, что позволяет использовать чувствительные к кальцию и магнию поверхностно-активные вещества в композиции для извлечения нефти.

Количество каждого компонента в композиции для извлечения нефти, которое влияет на рН, в частности, количество бикарбоната щелочного металла и количество аммиака, выбирают так, чтобы композиция для извлечения нефти имела рН менее 10, и предпочтительно имела рН в диапазоне от 8 до 10. Величина рН композиции для

извлечения нефти является достаточно низкой для ингибирования растворения диоксида кремния в пласте, в который композиция для извлечения нефти вводится, в частности, в пластах песчаника. Неожиданно было обнаружено, что композиция для извлечения нефти с низким рН является более эффективной при ингибировании адсорбции
5 поверхностно-активного вещества пластом, чем ASP - смеси, имеющие значение рН 10 или выше.

Состав композиции для извлечения нефти настоящего изобретения, которая может использоваться в способе настоящего изобретения, включает поверхностно-активное вещество, полимер, бикарбонат щелочного металла, аммиак и воду, причем композиция
10 для извлечения нефти имеет рН меньше 10, измеренный при 25°C. Вода может быть пресной водой или насыщенным солевым раствором. Вода может иметь общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) от 100 ч/млн до 200000 ч/млн. Вода может подаваться из источника воды, при этом источник воды может быть источником пресной воды, имеющим содержание TDS менее 10000 ч/млн, выбранным из группы,
15 включающей в себя реку, озеро, пресноводное море, водоносный пласт и пластовую воду, имеющую содержание TDS менее 10000 ч/млн, или источник воды может быть источником минерализованной воды, имеющей содержание TDS 10000 ч/млн или более, выбранным из группы, состоящей из морской воды, эстуарных вод, слабоминерализованной воды, водоносного пласта, насыщенного солевого раствора,
20 получаемого при обработке источника минерализованной воды, и пластовой воды, имеющей содержание TDS 10000 ч/млн или более. Вода может быть насыщенным солевым раствором, имеющим концентрацию бикарбоната щелочного металла или его ионов, достаточную для обеспечения количества бикарбоната щелочного металла, требуемого в композиции для извлечения нефти, благодаря чему отсутствует
25 необходимость добавления дополнительного количества бикарбоната щелочного металла в состав композиции для извлечения нефти кроме воды, содержащей бикарбонат щелочного металла или его ионы.

Когда способ ASP EOR, использующий композицию для извлечения нефти, проводится в море для добычи нефти из подводного нефтеносного пласта, вода может быть морской
30 водой, обработанной для уменьшения минерализации до желаемого содержания TDS. Минерализация морской воды может быть снижена традиционными способами обессоливания, например, с помощью пропускания морской воды через одну или несколько нанофильтрационных мембран, мембран обратного и/или прямого осмоса или ионообменный материал.

Содержание TDS в водной композиции для извлечения нефти можно корректировать для оптимизации минерализации воды для получения средней фазы, типа III, микроэмульсии композиции для извлечения нефти в сочетании с нефтью и пластовой
35 водой в пласте и, таким образом, приведения к минимуму поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте для максимальной мобилизации, и следовательно, добычи нефти из пласта. Содержание TDS в водной композиции для извлечения нефти также можно корректировать, чтобы оптимизировать вязкость композиции для
40 извлечения нефти, поскольку вязкость композиции для извлечения нефти зависит частично от вязкости полимера в композиции, которая может зависеть от минерализации композиции. Определение оптимальной минерализации водной композиции для извлечения нефти для приведения к минимуму межфазного натяжения нефти и воды в нефтеносном пласте и для обеспечения вязкости того же самого порядка величины, что и у нефти в пласте, может осуществляться в соответствии с традиционными и известными специалистам способами. Один из таких способов описан в публикации

WO/2011/090921. Оптимизация минерализации воды может осуществляться в соответствии с традиционными и известными специалистам способами, например, концентрации соли могут быть снижены с помощью ионной фильтрации с использованием одной или более установок с нанофильтрационной мембраной, одной или более установок с мембраной обратного осмоса и/или одной или более установок с мембраной прямого осмоса; концентрации соли могут быть увеличены с помощью добавления одной или более солей в воду; концентрации соли могут быть снижены за счет ионного обмена с ионообменным материалом, который отдает ионы водорода и гидроксид-ионы в обмен на ионы, содержащиеся в воде, и концентрации соли могут быть увеличены или уменьшены с помощью смешивания полученных пермеатов и ретентатов ионной фильтрации для получения оптимальной минерализации.

Композиция для извлечения нефти также может содержать соразстворитель, смешиваемый с водой, при этом соразстворитель может быть низкомолекулярным спиртом, включающим без ограничения метанол, этанол и пропанол, изобутиловый спирт, вторичный бутиловый спирт, н-бутиловый спирт, трет-бутиловый спирт или гликоль, включающий без ограничения этиленгликоль, 1,3-пропандиол, 1,2-пропандиол, простой бутиловый эфир диэтиленгликоля, простой бутиловый эфир триэтиленгликоля, или сульфосукцинат, включающий без ограничения дигексилсульфосукцинат натрия. Соразстворитель может использоваться для корректировки минерализации жидкой композиции для извлечения нефти, чтобы оптимизировать минерализацию жидкости для максимального снижения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте, и, в некоторых случаях, чтобы способствовать предотвращению образования вязкой эмульсии при осуществлении способа EOR. Соразстворитель, если присутствует, может составлять от 100 ч/млн до 50000 ч/млн, или от 500 ч/млн до 5000 ч/млн композиции для извлечения нефти. Соразстворитель может отсутствовать в композиции для извлечения нефти, и композиция для извлечения нефти может не содержать соразстворителя.

Композиция для извлечения нефти также содержит аммиак, при этом аммиак может взаимодействовать с нефтью в пласте с образованием мыла, эффективного для понижения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте. Аммиак может также снижать адсорбцию поверхностно-активного вещества на поверхностях пород пласта. Жидкий аммиак может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти для образования композиции для извлечения нефти, причем жидкий аммиак может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти 1) перед введением композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или большее число компонентов композиции для извлечения нефти были по отдельности введены в пласт, или 3) одновременно с введением одного или большего числа компонентов композиции для извлечения нефти в пласт, но отдельно от по меньшей мере одного из компонентов. Жидкий аммиак, смешиваемый с другими компонентами композиции для извлечения нефти, для образования композиции для извлечения нефти, используемой в способе ASP EOR настоящего изобретения, и для образования состава по настоящему изобретению, может быть жидким аммиаком, содержащим не более 10% масс. воды, или не более 5% масс. воды, или не более 1% масс. воды и, по меньшей мере, 90% масс. аммиака. Наиболее предпочтительно жидкий аммиак является безводным жидким аммиаком для минимизации массы и занимаемого места для хранения и использования жидкого аммиака в способе ASP EOR настоящего изобретения.

Состав композиции для извлечения нефти также содержит бикарбонат щелочного

металла, когда бикарбонат щелочного металла может быть эффективен для образования осадков с катионами кальция и/или магния, которые композиция для извлечения нефти встречает в нефтеносном пласте. Бикарбонат щелочного металла может также взаимодействовать с нефтью в пласте с образованием мыла, эффективного для

5 понижения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте. Бикарбонат щелочного металла предпочтительно выбирают из группы, состоящей из бикарбоната натрия, бикарбоната калия и их смесей. Бикарбонат щелочного металла или водный раствор бикарбоната щелочного металла может смешиваться с другими компонентами композиции для извлечения нефти для образования композиции для извлечения нефти,

10 причем бикарбонат щелочного металла или водный раствор бикарбоната щелочного металла может смешиваться с другими компонентами композиции для извлечения нефти 1) перед введением композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или большее число компонентов композиции для извлечения нефти были по отдельности введены в пласт, или 3) одновременно с введением одного или большего

15 числа компонентов композиции для извлечения нефти в пласт, но отдельно от по меньшей мере одного из компонентов.

Композиция для извлечения нефти может содержать значительно больше соединений бикарбоната щелочного металла, чем других соединений или ионов щелочных металлов. Концентрация соединений бикарбоната щелочного металла может по меньшей мере в

20 2 раза или по меньшей мере 5 раз, или по меньшей мере в 10 раз превышать концентрацию любого другого соединения щелочного металла в композиции для извлечения нефти. Предпочтительно, композицию для извлечения нефти получают смешиванием бикарбоната щелочного металла с другими компонентами композиции для извлечения нефти в отсутствие каких-либо других соединений щелочных металлов,

25 таких как щелочные карбонаты или щелочные гидроксиды. Композиция для извлечения нефти может не содержать иных соединений или ионов щелочного металла кроме бикарбонатов щелочного металла и карбонатов щелочного металла, образованных в результате установления равновесия бикарбонатов щелочного металла в композиции для извлечения нефти. Величина рН композиции для извлечения нефти может быть

30 выбрана менее 10,0, и предпочтительно менее 9,7, чтобы способствовать смещению равновесия к бикарбонатным соединениям щелочного металла, а не к карбонатным соединениям щелочного металла. Предпочтительно, композиция для извлечения нефти содержит менее 750 частей на миллион по массе (масс.ч/млн), или менее 500 масс.ч/млн карбонатных соединений щелочного металла и/или карбонатных ионов.

35 Жидкий аммиак и бикарбонат щелочного металла смешиваются с другими компонентами в составе композиции для извлечения нефти или присутствуют в составе композиции для извлечения нефти в количестве, необходимом для получения композиции для извлечения нефти с рН менее 10, измеренным при 25°C, и предпочтительно с рН от 8 до менее 10, измеренным при 25°C. Жидкий аммиак, смешанный с другими

40 компонентами композиции для извлечения нефти, или аммиаком, присутствующим в композиции для извлечения нефти, может обеспечивать сравнительно высокую буферность в щелочном диапазоне композиции для извлечения нефти из-за константы диссоциации аммиака, позволяя составу композиции для извлечения нефти иметь сравнительно низкую, но подходящую величину рН для щелочного раствора,

45 используемого в способе ASP EOR. Бикарбонат щелочного металла также может обеспечивать сравнительно высокую буферность в щелочном диапазоне композиции для извлечения нефти. Композиция для извлечения нефти с относительно низкой щелочностью (например, с рН выше 7, но ниже 10) может быть желательна для

использования в определенных нефтеносных пластах для предотвращения растворения минералов пласта при сильной щелочности, например, в пластах песчаника, содержащих значительные количества кристаллического кремнезема. Кроме того, сравнительно высокая буферность в щелочном диапазоне, созданная в композиции для извлечения нефти аммиаком и бикарбонатом щелочного металла, может уменьшать время и количество композиции для извлечения нефти, необходимые для ее продвижения от нагнетательной скважины к добывающей скважине в способе ASP EOR настоящего изобретения: щелочи, которые не имеют высокой буферной способности, реагируют с пластом, увеличивая количество композиции для извлечения нефти и время, необходимые для продвижения композиции для извлечения нефти от нагнетательной скважины к добывающей скважине.

Предпочтительно, жидкий аммиак и бикарбонат щелочного металла смешиваются с другими компонентами композиции для извлечения нефти или присутствуют в композиции для извлечения нефти в количестве, достаточном для получения композиции для извлечения нефти с исходным рН от 8 до менее 10, измеренным при 25°C. Жидкий аммиак может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти или может присутствовать в композиции для извлечения нефти в количестве для обеспечения концентрации аммиака в композиции для извлечения нефти от 0,01М до 2М, или от 0,1 М до 1 М, или в количестве, которое составляет от 0,01% масс. до 5% масс. или от 0,1% масс. до 2% масс. от общей объединенной массы поверхностно-активного вещества, полимера, бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды композиции для извлечения нефти.

Бикарбонат щелочного металла может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти или может присутствовать в композиции для извлечения нефти в количестве, достаточном для получения композиции для извлечения нефти с исходным рН от 8 до менее 10, измеренным при 25°C, в сочетании с жидким аммиаком. Бикарбонат щелочного металла может присутствовать в композиции для извлечения нефти, по меньшей мере, в количестве, достаточном для осаждения значительного количества катионов кальция, с которыми мгновенно контактирует композиция для извлечения нефти в пласте, предпочтительно по меньшей мере 50%, или по меньшей мере 75%, или по меньшей мере 90%, или по меньшей мере 95%, или по меньшей мере 99%, или по существу всех, или 100% катионов кальция, с которыми мгновенно контактирует композиция для извлечения нефти в пласте. Предпочтительно, количество бикарбоната щелочного металла, смешиваемое с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или присутствующее в композиции для извлечения нефти, ограничено количеством, которое не более чем в 10 раз, или не более чем в 5 раз, или не более чем в 1 раз превышает количество, которое требуется для осаждения 100% катионов кальция в пласте, которые могут мгновенно вступать в контакт с композицией для извлечения нефти. Количество бикарбоната щелочного металла, смешиваемое с другими компонентами композиции для извлечения нефти или присутствующее в композиции для извлечения нефти, может составлять от 0,001% масс. до 1% масс. или от 0,01% масс. до 0,75% масс. или от 0,05% масс. до 0,5% масс. от общей объединенной массы поверхностно-активного вещества, полимера, бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды композиции для извлечения нефти.

Количество бикарбоната щелочного металла, достаточное для осаждения 100% катионов кальция в пласте, с которыми мгновенно контактирует композиция для извлечения нефти в пласте, может быть непосредственно и удовлетворительно аппроксимировано, если пласт содержит связанную воду или пластовой насыщенный

солевой раствор, содержащие незначительные количества кальция (например, не более 200 ч/млн кальция), которые выпадают в осадок в виде солей кальция при контакте с бикарбонатом щелочного металла. В варианте осуществления способа настоящего изобретения, если пласт содержит связанную воду или пластовый насыщенный солевой раствор, имеющие содержание кальция более 200 ч/млн, пласт может быть обработан умягченным насыщенным солевым раствором, имеющим содержание кальция не более 10 ч/млн перед контактом с композицией для извлечения нефти, благодаря чему щелочи бикарбоната щелочного металла не осаждаются в значительной степени в виде солей кальция, образованных в результате контакта с кальцием, содержащимся в растворе в связанной воде или в пластовом насыщенном солевом растворе.

Когда пласт содержит связанную воду или пластовый насыщенный солевой раствор, содержащие незначительные количества кальция, катионы кальция, присутствующие в пласте, с которыми может мгновенно контактировать композиция для извлечения нефти, преимущественно расположены на связывающих катионы ионообменных центрах в пласте. Поскольку в пласте присутствует незначительное количество поливалентных катионов, имеющих валентность 3 или более, относительно одновалентных и двухвалентных катионов, может быть осуществлена удовлетворительная аппроксимация концентрации катионов кальция в пласте на связывающих катионы центрах. Концентрация всех одновалентных катионов и всех двухвалентных катионов (в эквивалентах), присутствующих в пластовой воде, может быть измерена, и доля ионообменных центров пластовой породы, которые связывают двухвалентные катионы и которые должны быть охвачены композицией для извлечения нефти, может быть определена сначала с помощью вычисления доли одновалентных катионов из уравнений 1 и 2, и затем доли двухвалентных катионов с помощью уравнения $(++)_r = 1 - (+)_r$.

$$(+)_{r} = \frac{-k + \sqrt{k^2 + 4Q_v k}}{2} \text{ (уравнение 1)}$$

$$\text{где } k = \left[\frac{[+]_w^2}{[++]_w} \right] * 0,3 \text{ (уравнение 2)}$$

где подстрочный индекс (w) обозначает ион в пластовой воде, и подстрочный индекс (r) обозначает центр пластовой породы, занятый ионом, и $[+]_w$ обозначает концентрацию одновалентного катиона (в эквивалентах) в пластовой воде, $[++]_w$ обозначает концентрацию двухвалентного катиона (в эквивалентах) в пластовой воде, и $(+)_r$ обозначает долю одновалентного катиона на породе, и Q_v представляет собой катионообменную способность (СЕС) на миллилитр порового пространства (мэкв/мл) части ионообменных центров пластовой породы, которые заняты двухвалентным катионом, и где $(++)_r = \frac{(\text{эквиваленты } ++)_{r}}{\{(\text{эквиваленты } ++)_{r} + (\text{эквиваленты } +)_{r}\}}$.

Доля катионов кальция, присутствующих на связывающих катионы центрах пластовой породы, которые должны быть охвачены композицией для извлечения нефти, может быть вычислена с помощью измерения концентрации ионов кальция в пластовой воде, вычисления отношения концентрации ионов кальция в пластовой воде к общей концентрации двухвалентных катионов в пластовой воде, и умножения вычисленной доли ионообменных центров пластовой породы, которые должны быть охвачены композицией для извлечения нефти, которые связывают двухвалентные катионы, на вычисленное отношение концентрации катионов кальция в пластовой воде к общей концентрации двухвалентных катионов в пластовой воде, как показано в уравнении

(3):

$$(\text{Ca}^{2+})_r=(++)_r * ([\text{Ca}^{2+}]_w/[++]_w) \text{ (уравнение 3).}$$

Концентрация катионов кальция в расчете на объем пласта может быть определена с помощью измерения плотности зерен, пористости и катионообменной способности (СЕС) пласта, рассчитывая объем порового пространства в пласте в соответствии с уравнением (4)

$$V_{\text{порового пространства на 100 г пластовой породы}} = \left(\frac{100 \text{ г}}{\text{плотность зерен}} \right) * \left(\frac{\text{Пористость}}{1 - \text{Пористость}} \right) \text{ (уравнение 4),}$$

рассчитывая катионообменную способность пласта на объем пласта (Qv) в соответствии с уравнением (5)

$$Qv_{\text{(мэкв/мл порового пространства)}} = \frac{\text{СЕС}_{\text{пласта}} \left(\frac{\text{мэкв}}{100 \text{ г}} \right)}{V_{\text{порового пространства на 100 г пластовой породы}}} \text{ (уравнение 5),}$$

и рассчитывая концентрацию катионов кальция (в миллиэквивалентах) на объем пласта в соответствии с уравнением (6):

$$[\text{Ca}^{2+}]_{\text{на объем пласта (мэкв/мл)}} = Qv_{\text{(мэкв/мл)}} * (\text{Ca}^{2+})_r \text{ (доля Ca}^{2+} \text{ на ионообменных центрах пластовой породы)} \text{ (уравнение 6).}$$

Концентрацию щелочного бикарбоната в миллиэквивалентах на миллилитр композиции для извлечения нефти, содержащей 1% масс. щелочного бикарбоната в растворе, можно вычислить по уравнению (7), предполагая, что композиция для извлечения нефти имеет плотность примерно 1 (хорошая аппроксимация для разбавленных водных растворов):

$$[\text{Щелоч. бикарбонат}]_{\text{на объем композиции для извлечения нефти (мэкв/мл)}} = \left[\frac{\{1 (\% \text{ масс.}) \text{ композиции щелоч. бикарбоната}\} * 10}{\text{Молекулярная масса щел. бикарбоната}} \right] \text{ (уравнение 7).}$$

Только один эквивалент бикарбоната натрия учитывается в уравнении 7. Приблизительное количество щелочного бикарбоната (% масс.) в композиции для извлечения нефти, требуемое для осаждения всего кальция в пласте в объеме, охваченном композицией для извлечения нефти, может затем быть вычислено на основе доли порового объема (P.V.) композиции для извлечения нефти, используемой для охвата пласта, и концентрации ионов кальция на объем пласта (мэкв/мл) и концентрации щелочного бикарбоната при 1% концентрации (мэкв/мл) на объем композиции для извлечения нефти, в соответствии с уравнением (8):

$$\text{Щелочной бикарбонат, необходимый в композиции для извлечения нефти (\% масс.)} = \frac{[\text{Ca}^{2+}]_{\text{на объем пласта}}}{\left[(1\% \text{ масс. щелоч. бикарбоната на объем композиции для извлечения нефти}) * P.V. \text{ композиции для извлечения нефти} \right]} \text{ (уравнение 8).}$$

Состав композиции для извлечения нефти дополнительно включает поверхностно-активное вещество, при этом поверхностно-активное вещество может быть любым поверхностно-активным веществом, эффективным для понижения межфазного натяжения между нефтью и водой в нефтеносном пласте, и тем самым мобилизующее нефть для добычи из пласта. Поверхностно-активное вещество может быть смешано с другими компонентами композиции для извлечения нефти для образования композиции для извлечения нефти, причем поверхностно-активное вещество может быть смешано с другими компонентами композиции для извлечения нефти 1) перед введением

композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или большее число компонентов композиции для извлечения нефти были по отдельности введены в пласт, или 3) одновременно с введением одного или большего числа компонентов композиции для извлечения нефти в пласт, но отдельно от по меньшей мере одного из компонентов. Композиция для извлечения нефти может содержать одно или несколько поверхностно-активных веществ. Поверхностно-активное вещество может быть анионогенным поверхностно-активным веществом. Анионогенное поверхностно-активное вещество может быть сульфонат-содержащим соединением, сульфат-содержащим соединением, карбоксилатным соединением, фосфатным соединением или их смесью. Анионогенное поверхностно-активное вещество может быть альфа-олефинсульфонатным соединением, внутренним олефинсульфонатным соединением, разветвленным алкилбензолсульфонатным соединением, пропиленоксидсульфатным соединением, этиленоксидсульфатным соединением, пропиленоксид-этиленоксидсульфатным соединением, или их смесью. Анионогенное поверхностно-активное вещество может быть поверхностно-активным веществом, которое образует водонерастворимую соль кальция в присутствии катионов кальция. Анионогенное поверхностно-активное вещество может быть устойчивым при температурах в диапазоне от 50°C до 90°C, или от 60°C до 75°C. Анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать от 12 до 28 атомов углерода, или от 12 до 20 атомов углерода. Поверхностно-активное вещество композиции для извлечения нефти может содержать внутреннее олефинсульфонатное соединение, содержащее от 15 до 18 атомов углерода, или пропиленоксидсульфатное соединение, содержащее от 12 до 15 атомов углерода, или их смесь, причем смесь имеет объемное отношение пропиленоксидсульфатного соединения к внутреннему олефинсульфонатному соединению от 1:1 до 10:1.

Состав композиции для извлечения нефти может содержать некоторое количество поверхностно-активного вещества, эффективного для понижения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте и, следовательно, мобилизующего нефть для добычи из пласта. Состав композиции для извлечения нефти может содержать от 0,05% масс. до 5% масс. поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ, или может содержать от 0,1% масс. до 3% масс. поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ.

Состав композиции для извлечения нефти также содержит полимер, причем полимер может обеспечивать вязкость композиции для извлечения нефти того же самого порядка величины, что и вязкость нефти в пласте в температурных условиях пласта, поэтому композиция для извлечения нефти может вытеснять мобилизованную нефть через пласт для добычи из пласта при минимальном образовании языков нефти среди композиции для извлечения нефти и/или образовании языков композиции для извлечения нефти среди нефти. Полимер может быть в водном растворе или в водной дисперсии перед смешиванием для образования композиции для извлечения нефти. Полимер может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти для образования композиции для извлечения нефти, причем полимер может быть смешан с другими компонентами композиции для извлечения нефти 1) перед введением композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или большее число компонентов композиции для извлечения нефти были по отдельности введены в пласт, или 3) одновременно с введением одного или большего числа компонентов композиции для извлечения нефти в пласт, но отдельно от по меньшей мере одного из компонентов.

Состав композиции для извлечения нефти может включать полимер, выбранный из

группы, состоящей из полиакриламидов, частично гидролизованных полиакриламидов, полиакрилатов, этиленовых сополимеров, биополимеров, карбоксиметилцеллюлоз, поливиниловых спиртов, полистиролсульфонатов, поливинилпирролидонов, АМPS (2-акриламид-2-метилпропансульфоната) и их сочетаний. Примеры этиленовых сополимеров включают сополимеры акриловой кислоты и акриламида, акриловой кислоты и лаурилакрилата, и лаурилакрилата и акриламида. Примеры биополимеров включают ксантановую смолу и гуаровую смолу.

Количество полимера в композиции для извлечения нефти должно быть достаточным, чтобы обеспечить композиции для извлечения нефти достаточную вязкость для вытеснения нефти через нефтеносный пласт при минимальном образовании языков мобилизованной нефти среди композиции для извлечения нефти и, в ряде случаев, при минимальном образовании языков композиции для извлечения нефти среди мобилизованной нефти. Количество полимера в композиции для извлечения нефти может быть достаточным для обеспечения при температурах пласта динамической вязкости композиции для извлечения нефти того же самого порядка величины, или менее предпочтительно более высокого порядка величины, чем динамическая вязкость нефти в нефтеносном пласте при температурах пласта, чтобы композиция для извлечения нефти могла вытеснять нефть через пласт. В предпочтительном варианте осуществления композиция для извлечения нефти может иметь динамическую вязкость в пределах 400% или в пределах 300%, или в пределах 200% от динамической вязкости нефти нефтеносного пласта при изотермическом измерении. Количество полимера в композиции для извлечения нефти может быть достаточным для обеспечения динамической вязкости композиции для извлечения нефти по меньшей мере 1 мПа·с (1 сП), или по меньшей мере 10 мПа·с (10 сП), или по меньшей мере 50 мПа·с (50 сП), или по меньшей мере 100 мПа·с (100 сП) при 25°C или при температуре в диапазоне температур пласта. Концентрация полимера в композиции для извлечения нефти может составлять от 200 ч/млн до 10000 ч/млн, или от 500 ч/млн до 5000 ч/млн, или от 1000 ч/млн до 2500 ч/млн.

Средняя молекулярная масса полимера в композиции для извлечения нефти должна быть достаточной, чтобы обеспечивать достаточную вязкость композиции для извлечения нефти для вытеснения мобилизованной нефти через пласт. Полимер может иметь среднюю молекулярную массу от 10000 до 30000000 дальтон, или от 100000 до 10000000 дальтон.

В одном аспекте настоящее изобретение относится к составу композиции для извлечения нефти, содержащему воду, аммиак, бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер. Вода, аммиак, бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут быть такими, как описано выше. Композиция для извлечения нефти имеет рН менее 10, и предпочтительно в диапазоне от 8 до 10, измеренный при 25°C. Композиция для извлечения нефти может содержать некоторое количество жидкого аммиака, содержащего не более 10% масс. воды, предпочтительно безводного жидкого аммиака, в количестве, эффективном для получения композиции для извлечения нефти с исходным рН в диапазоне от 8 до менее 10, или концентрацией аммиака от 0,01 М до 2М, или от 0,01% масс. до 5% масс. аммиака; от 0,001% масс. до 1% масс., или от 0,01% масс. до 0,75% масс., или от 0,05% масс. до 0,5% масс. бикарбоната щелочного металла; от 0,05% масс. до 5% масс., или от 0,1% масс. до 3% масс. поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ, и от 200 ч/млн до 10000 ч/млн, или от 500 ч/млн до 5000 ч/млн, или от 1000 ч/млн до 2500 ч/млн полимера или комбинации полимеров.

В способе настоящего изобретения композиция для извлечения нефти или ее компоненты вводятся в нефтеносный пласт. Нефтеносный пласт содержит нефть, которая может быть выделена и добыта из пласта после контактирования и смешивания с композицией для извлечения нефти. Нефть нефтеносного пласта может иметь общее кислотное число (TAN), выраженное в мг КОН на грамм образца по меньшей мере 0,1 или по меньшей мере 0,3, или по меньшей мере 0,5, при этом TAN нефти может определяться в соответствии с методом ASTM D664. Нефти, имеющие TAN по меньшей мере 0,1, содержат значительные количества кислотных групп, которые могут взаимодействовать с аммиаком и/или бикарбонатом щелочного металла с образованием мыла при обработке композицией для извлечения нефти, содержащей аммиак и бикарбонат щелочного металла, в результате происходит уменьшение межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте и мобилизация нефти для добычи из пласта.

Нефть, содержащаяся в нефтеносном пласте, может быть легкой нефтью или средней нефтью, содержащий менее 25% масс. или менее 20% масс. или менее 15% масс. или менее 10% масс. или менее 5% масс. углеводородов, имеющих температуру кипения по меньшей мере 538°C (1000°F) и имеющих плотность в градусах API, определенную по методу ASTM D6882, по меньшей мере 20° или по меньшей мере 25°, или по меньшей мере 30°. В качестве альтернативы, но менее предпочтительно, нефть нефтеносного пласта может быть тяжелой нефтью, содержащий более 25% масс. углеводородов, имеющих температуру кипения по меньшей мере 538°C и имеющих плотность в градусах API менее 20°.

Нефть, содержащаяся в нефтеносном пласте, может иметь динамическую вязкость в пластовых условиях (в частности, при температурах в температурном диапазоне пласта) по меньшей мере 0,4 мПа·с (0,4 сП), или по меньшей мере 10 мПа·с (10 сП), или по меньшей мере 100 мПа·с (100 сП), или по меньшей мере 1000 мПа·с (1000 сП), или по меньшей мере 10000 мПа·с (10000 сП). Нефть, содержащаяся в нефтеносном пласте, может иметь динамическую вязкость в температурных условиях пласта от 0,4 до 10000000 мПа·с (0,4-10000000 сП).

Нефтеносный пласт может быть подземным пластом. Подземный пласт может содержать один или несколько материалов с пористой матрицей, выбранных из группы, состоящей из пористой минеральной матрицы, пористой породной матрицы, и сочетания пористой минеральной матрицы и пористой породной матрицы, при этом материал с пористой матрицей может находиться под перекрывающимися породами на глубине в диапазоне от 50 м до 6000 м, или от 100 м до 4000 м, или от 200 м до 2000 м ниже земной поверхности.

Подземный пласт может быть подводным пластом. Способ настоящего изобретения особенно подходит для добычи нефти из подводного нефтеносного пласта с помощью морских нефтедобывающих платформ.

Материал с пористой матрицей может быть консолидированным матричным материалом, в котором, по меньшей мере большая часть, и предпочтительно по существу вся горная порода и/или минерал, которые образуют матрицу материала, консолидированы таким образом, что порода и/или минерал образуют массу, в которой, по существу, вся порода и/или минерал неподвижны, когда нефть, композиция для извлечения нефти, вода или другая текучая среда проходят через них. Предпочтительно, по меньшей мере 95% масс. или по меньшей мере 97% масс. или по меньшей мере 99% масс. породы и/или минерала неподвижно, когда нефть, композиция для извлечения нефти, вода или другая текучая среда проходят через них, так, что любого количества материала породы или минерала, перемещенного со своего места при прохождении

нефти, композиции для извлечения нефти, воды или другой жидкости, будет недостаточно, чтобы сделать пласт непроницаемым для течения композиции для извлечения нефти, нефти, воды или другой текучей среды через пласт. Материал с пористой матрицей может быть неконсолидированным матричным материалом, в котором, по меньшей мере большая часть или по существу вся горная порода и/или минерал, которые образуют матрицу материала, являются неконсолидированными. Пласт может иметь проницаемость от 0,0001 до 15 Дарси, или от 0,001 до 1 Дарси. Материал с пористой породной или минеральной матрицей в пласте может состоять из песчаника и/или карбонатной породы, выбранной из доломита, известняка, и их смесей, причем известняк может быть микрокристаллическим или кристаллическим известняком и/или мелом. Порода и/или минеральный пористый матричный материал пласта может содержать значительные количества кристаллического кремнезема, поскольку щелочность композиции для извлечения нефти на основе аммиака может быть достаточно низкой, чтобы исключить растворение кристаллического кремнезема.

Нефть в нефтеносном пласте может находиться в порах внутри пористого матричного материала пласта. Нефть в нефтеносном пласте может быть неподвижна в порах внутри пористого матричного материала пласта, например, за счет капиллярных сил, за счет взаимодействия нефти с поверхностями пор, за счет вязкости нефти или за счет межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте.

Нефтеносный пласт также может содержать воду, которая может находиться в порах внутри пористого матричного материала. Вода в пласте может быть связанной водой, водой закачки при вторичном или третичном способе добычи нефти, или их смесью. Вода в нефтеносном пласте может препятствовать мобилизации нефти внутри пор. Контактное взаимодействие композиции для извлечения нефти с нефтью и водой в пласте может мобилизовать нефть в пласте для добычи и извлечения из пласта за счет освобождения по меньшей мере части нефти из пор внутри пласта с помощью понижения межфазного натяжения между водой и нефтью в пласте.

В некоторых вариантах осуществления нефтеносный пласт может содержать неуплотненный песок и воду. Нефтеносный пласт может быть нефтеносным песчаным пластом. В некоторых вариантах осуществления нефть может составлять от примерно 1% масс. до примерно 16% масс. смеси нефть/песок/вода; песок может составлять от примерно 80% масс. до примерно 85% масс. смеси нефть/песок/вода; и вода может составлять от примерно 1% масс. до примерно 16% масс. смеси нефть/песок/вода. Песок может быть покрыт слоем воды, при этом нефть находится в пустом пространстве вокруг смоченных зерен песка. В некоторых случаях нефтеносный пласт также может содержать газ, например, такой как метан или воздух.

Нефтеносный пласт может содержать катионы кальция и/или соединения кальция, или соли, из которых катионы кальция могут быть вытеснены. Катионы кальция и/или соединения кальция, или соли, из которых катионы кальция могут быть вытеснены, могут присутствовать в связанной воде внутри пласта. Катионы кальция могут присутствовать в связанной воде в количестве от 10 ч/млн до 30000 ч/млн. Катионы кальция и/или соединения кальция, или соли, из которых катионы кальция могут быть вытеснены, могут присутствовать в пористом матричном материале пласта, как описано выше.

Обратимся теперь к фиг. 1, на которой показана система 200 для осуществления способа настоящего изобретения. Система включает в себя первую скважину 201 и вторую скважину 203, проникающие в нефтеносный пласт 205, такой, как описан выше. Нефтеносный пласт 205 может состоять из одного или нескольких участков 207, 209 и

211 пласта, образованных из материала с пористыми матрицами, такого как описан выше, расположенных под перекрывающимися породами 213. Нефтеносный пласт 205 может быть подводным пластом, при этом первая скважина 201 и вторая скважина 203 могут проходить с одной или более морских платформ 215, расположенных на морской поверхности 217 над нефтеносным пластом 205.

В варианте осуществления способа настоящего изобретения может быть получена композиция для извлечения нефти, содержащая описанную выше воду, описанный выше аммиак, описанный выше бикарбонат щелочного металла, описанное выше поверхностно-активное вещество и описанный выше полимер. Минерализация композиции для извлечения нефти может быть выбрана и/или скорректирована для оптимизации способности снижения межфазного натяжения поверхностно-активного вещества и/или аммиака и/или бикарбоната щелочного металла композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте, и/или для оптимизации вязкости композиции для извлечения нефти, как описано выше. Композиция для извлечения нефти может быть подана из хранилища 219 композиции для извлечения нефти, функционально связанного по текучей среде с первой установкой 221 закачивания/добычи с помощью трубопровода 223. Первая установка 221 закачивания/добычи может быть функционально связана по текучей среде с первой скважиной 201, которая может продолжаться от первой установки 221 закачивания/добычи в нефтеносный пласт 205. Композиция для извлечения нефти может поступать из первой установки 221 закачивания/добычи через первую скважину 201 для введения в пласт 205, например, в участок 209 пласта, при этом первая установка 221 закачивания/добычи и первая скважина или сама первая скважина включают (включает) в себя устройство для введения композиции для извлечения нефти в пласт. В качестве альтернативы, композиция для извлечения нефти может поступать из хранилища 219 композиции для извлечения нефти непосредственно в первую скважину 201 для закачивания в пласт 205, при этом первая скважина может содержать устройство для введения композиции для извлечения нефти в пласт. Устройство для введения композиции для извлечения нефти в пласт 205 через первую скважину 201, находящееся в первой установке 221 закачивания/добычи, в первой скважине 201 или в обоих местоположениях, может состоять из насоса 225 для доставки композиции для извлечения нефти к перфорациям или отверстиям в первой скважине, через которые композиция для извлечения нефти может вводиться в пласт.

В другом варианте осуществления, как показано на фиг. 2, система может включать отдельные хранилища для одного или более из жидкого аммиака, бикарбоната щелочного металла, поверхностно-активного вещества и полимера композиции для извлечения нефти. Жидкий аммиак может храниться в хранилище 227 жидкого аммиака, и может содержать до 10% масс. воды, или до 5% масс. воды, или может быть безводным жидким аммиаком. Бикарбонат щелочного металла в виде водного раствора или в виде твердого вещества может храниться в хранилище 228 бикарбоната щелочного металла. Поверхностно-активное вещество может храниться в хранилище 229 поверхностно-активного вещества и может быть анионогенным поверхностно-активным веществом, как описано выше. Полимер может храниться в хранилище 231 полимера и может быть полимером, как описано выше.

Вода может быть получена из исходной воды, например, морской воды, добытой пластовой воды, озерной воды, воды водоносного горизонта или речной воды, обработанных в установке 233 для обработки воды для корректировки минерализации воды к оптимальной минерализации для использования в композиции для извлечения

нефти, как описано выше. При необходимости установка для обработки воды может быть функционально связана по текучей среде с хранилищем 228 бикарбоната щелочного металла по трубопроводу 234 для подачи воды для смешивания с бикарбонатом щелочного металла; и/или может быть функционально связана по текучей среде с хранилищем 229 поверхностно-активного вещества по трубопроводу 235 для подачи воды для смешивания с поверхностно-активным веществом для образования раствора поверхностно-активного вещества; и/или может быть функционально связана по текучей среде с хранилищем 231 полимера по трубопроводу 237 для подачи воды для смешивания с полимером для образования раствора полимера. В качестве альтернативы, бикарбонат щелочного металла, хранящийся в хранилище 228 бикарбоната щелочного металла, может быть предварительно смешанным водным раствором бикарбоната щелочного металла, и/или поверхностно-активное вещество, хранящееся в хранилище 229 поверхностно-активного вещества, может быть предварительно смешанным водным раствором поверхностно-активного вещества, и/или полимер, хранящийся в хранилище 231 полимера, может быть предварительно смешанным водным раствором полимера.

Жидкий аммиак, бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут подаваться соответственно из хранилища 227 жидкого аммиака, хранилища 228 бикарбоната щелочного металла, хранилища 229 поверхностно-активного вещества и хранилища 231 полимера в хранилище 219 композиции для извлечения нефти, в котором жидкий аммиак, бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут смешиваться и храниться в виде композиции для извлечения нефти. Хранилище 227 жидкого аммиака может быть функционально связано по текучей среде с хранилищем 219 композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 239; хранилище 228 бикарбоната щелочного металла может быть функционально связано по текучей среде с хранилищем композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 240; хранилище 229 поверхностно-активного вещества может быть функционально связано по текучей среде с хранилищем композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 241; и хранилище 231 полимера может быть функционально связано по текучей среде с хранилищем композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 243. Вода для композиции для извлечения нефти при необходимости может подаваться из исходной воды, обработанной в установке 233 для обработки воды, при этом установка для обработки воды может быть функционально связана по текучей среде с хранилищем 219 композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 245.

Композиция для извлечения нефти может подаваться из хранилища 219 композиции для извлечения нефти в первую установку 221 закачивания/добычи или в первую скважину 201 для закачивания в пласт 205, как описано выше.

В качестве альтернативы, жидкий аммиак, бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут подаваться по отдельности соответственно из хранилища 227 жидкого аммиака, хранилища 228 бикарбоната щелочного металла, хранилища 229 поверхностно-активного вещества и хранилища 231 полимера в первую установку 221 закачивания/добычи или в первую скважину 201 для закачивания в пласт 205. Хранилище 227 жидкого аммиака может быть функционально связано по текучей среде с первой установкой 221 закачивания/добычи или с первой скважиной 201 с помощью трубопровода 247; хранилище 228 бикарбоната щелочного металла может быть функционально связано по текучей среде или соединено для поступления порошкообразного твердого вещества с первой установкой

закачивания/добычи или с первой скважиной с помощью трубопровода 248, хранилище 229 поверхностно-активного вещества может быть функционально связано по текучей среде с первой установкой закачивания/добычи или с первой скважиной с помощью трубопровода 249; и хранилище 231 полимера может быть функционально связано по текучей среде с первой установкой закачивания/добычи или с первой скважиной с помощью трубопровода 251. Жидкий аммиак, одно или более соединения бикарбоната щелочного металла, одно или более поверхностно-активное вещество и/или один или более полимер и необязательно вода могут подаваться по отдельности в первую установку 221 закачивания/добычи или в первую скважину 201 и могут быть смешаны в первой установке закачивания/добычи или в первой скважине с образованием композиции для извлечения нефти для закачивания в пласт. В качестве альтернативы, жидкий аммиак, одно или более соединения бикарбоната щелочного металла, одно или более поверхностно-активное вещество, один или более полимер и необязательно вода могут закачиваться в пласт 205 через первую скважину 201 по отдельности или в сочетании, которое не образует полной композиции для извлечения нефти, и жидкий аммиак, одно или более соединения бикарбоната щелочного металла, одно или более поверхностно-активное вещество, один или более полимер и необязательно вода могут смешиваться с образованием композиции для извлечения нефти в пласте, где композиция для извлечения нефти, образованная в пласте, далее может вступать в контакт с нефтью в пласте для мобилизации нефти для добычи из пласта.

Согласно фиг. 1 и фиг. 2 композиция для извлечения нефти может вводиться в пласт 205, например, с помощью закачивания композиции для извлечения нефти в пласт через первую скважину 201 путем подачи насосом композиции для извлечения нефти через первую скважину в пласт, или путем подачи насосом компонентов композиции для извлечения нефти через первую скважину в пласт для смешивания в пласте с образованием композиции для извлечения нефти *in situ*. Давление, при котором композиция для извлечения нефти или компоненты композиции для извлечения нефти вводятся в пласт, может находиться в диапазоне от мгновенного давления в пласте вплоть до давления гидроразрыва пласта, но не включая последнее. Давление, при котором композиция для извлечения нефти или ее компоненты могут закачиваться в пласт, может находиться в диапазоне от 20% до 95% или от 40% до 90% давления гидроразрыва пласта. В качестве альтернативы, композиция для извлечения нефти или ее компоненты могут закачиваться в пласт при давлении, равном или превышающем давление гидроразрыва пласта.

Объем композиции для извлечения нефти или объединенных компонентов композиции для извлечения нефти, введенных в пласт 205 через первую скважину 201, может находиться в диапазоне от 0,001 до 5 поровых объемов, или от 0,01 до 2 поровых объемов, или от 0,1 до 1 поровых объемов, или от 0,2 до 0,6 поровых объемов, причем термин «поровый объем» относится к объему пласта, который может быть охвачен композицией для извлечения нефти или объединенными компонентами композиции для извлечения нефти между первой скважиной 201 и второй скважиной 203. Поровый объем может быть легко определен способами, известными специалисту в данной области техники, например, с помощью модельных исследований или с помощью закачивания воды, имеющей содержащуюся в ней «метку», через пласт 205 от первой скважины 201 ко второй скважине 203.

По мере того, как композиция для извлечения нефти вводится в пласт 205, или по мере того, как компоненты композиции для извлечения нефти по отдельности вводятся в пласт и смешиваются в нем с образованием композиции для извлечения нефти,

композиция для извлечения нефти распространяется в пласте, как показано стрелками 253. После введения в пласт 205 или после смешивания компонентов композиции для извлечения нефти в пласте с образованием композиции для извлечения нефти, композиция для извлечения нефти вступает в контакт и образует смесь с частью нефти в пласте. Композиция для извлечения нефти может мобилизовывать нефть в пласте непосредственно после контактирования и смешивания с нефтью и водой в пласте. Композиция для извлечения нефти может мобилизовывать нефть в пласте непосредственно после контактирования и смешивания с нефтью, например, за счет уменьшения капиллярных сил, удерживающих нефть в порах пласта, за счет уменьшения смачиваемости нефтью поверхностей пор в пласте, за счет понижения межфазного натяжения между нефтью и водой в пласте и/или за счет образования микроэмульсии с нефтью и водой в пласте.

Мобилизованная смесь композиции для извлечения нефти, нефти и воды может быть вытеснена через пласт 205 из первой скважины 201 во вторую скважину 203 с помощью дополнительного введения большего количества композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласт. Композиция для извлечения нефти может быть способна вытеснять мобилизованную смесь композиции для извлечения нефти и нефти через пласт 205 для добычи на второй скважине 203. Как описано выше, композиция для извлечения нефти содержит полимер, при этом композиция для извлечения нефти, содержащая полимер, может быть выполнена с возможностью иметь вязкость того же самого порядка величины, что и вязкость нефти в пласте в температурных условиях пласта, в связи с чем композиция для извлечения нефти может вытеснять мобилизованную смесь композиции для извлечения нефти, нефти и воды через пласт, одновременно ингибируя образование языков смеси мобилизованной нефти и композиции для извлечения нефти среди вытесняющей пробки композиции для извлечения нефти и ингибируя образование языков вытесняющей пробки композиции для извлечения нефти среди смеси мобилизованной нефти и композиции для извлечения нефти.

Нефть может быть мобилизована для добычи из пласта 205 через вторую скважину 203 с помощью введения композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов в пласт, при этом мобилизованная нефть направляется через пласт для добычи из второй скважины, как показано стрелками 255, с помощью введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласт через первую скважину 201. Нефть, мобилизованная для добычи из пласта 205, может содержать мобилизованную смесь нефти/композиции для извлечения нефти. Вода и/или газ также могут быть мобилизованы для добычи из пласта 205 через вторую скважину 203 с помощью введения композиции для извлечения нефти или ее компонентов в пласт через первую скважину 201.

После введения композиции для извлечения нефти в пласт 205 через первую скважину 201 нефть может быть извлечена и добыта из пласта через вторую скважину 203. На второй скважине может быть расположено устройство для извлечения и добычи нефти из пласта 205 после введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласт, и может включать в себя устройство, находящееся на второй скважине, для извлечения и добычи композиции для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта после введения композиции для извлечения нефти в пласт. Устройство, находящееся на второй скважине 203 для извлечения и добычи нефти, и необязательно, для извлечения и добычи композиции для извлечения нефти, воды и/или газа, может состоять из насоса 257, который может быть расположен во

второй установке 259 закачивания/добычи и/или внутри второй скважины 203. Насос 257 может откачивать нефть, и необязательно, композицию для извлечения нефти, воду и/или газ из пласта 205 через перфорации во второй скважине 203 для подачи нефти, и необязательно, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа ко второй установке 259 закачивания/добычи.

В качестве альтернативы, устройство для извлечения и добычи нефти, и необязательно, - композиции для извлечения нефти, воды и/или газа, - из пласта 205 может состоять из компрессора 261, который может быть расположен во второй установке 259 закачивания/добычи. Компрессор 261 может быть функционально связан по текучей среде с помощью трубопровода 265 с резервуаром 263 для хранения газа и может сжимать газ из резервуара для хранения газа для закачивания в пласт 205 через вторую скважину 203. Компрессор может сжимать газ до давления, достаточного для проведения добычи нефти и, необязательно, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта через вторую скважину 203, при этом подходящее давление может быть определено общепринятыми способами, известными специалистам. Сжатый газ может закачиваться в пласт из другого положения второй скважины 203, чем положение скважины, при котором нефть, и, необязательно, композиция для извлечения нефти, вода и/или газ добываются из пласта, например, сжатый газ может закачиваться в пласт на участке 207 пласта, тогда как нефть, композиция для извлечения нефти, вода и/или газ добываются из пласта на участке 209 пласта.

Нефть, необязательно в смеси с композицией для извлечения нефти, водой и/или газом может отводиться из пласта 205, как показано стрелками 255, и подаваться вверх по второй скважине 203 ко второй установке 259 закачивания/добычи. Нефть может быть отделена от композиции для извлечения нефти, воды и/или газа в сепарационной установке 267, находящейся во второй установке 259 закачивания/добычи и функционально связанной по текучей среде с устройством 257 для добычи нефти и, необязательно, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта. Сепарационная установка 267 может состоять из традиционного газожидкостного сепаратора для отделения газа от нефти, композиции для извлечения нефти и воды; и традиционного сепаратора углеводородов и воды, включающего установку деэмульгации для отделения нефти от воды и водорастворимых компонентов композиции для извлечения нефти.

Отделенная добытая нефть может быть подана из сепарационной установки 267, входящей в состав второй установки 259 закачивания/добычи, в резервуар 269 для хранения нефти, который может быть функционально связан по текучей среде с помощью трубопровода 271 с сепарационной установкой 267 в составе второй установки закачивания/добычи. Отделенный газ, если имеется, может быть подан из сепарационной установки 267, входящей в состав второй установки 259 закачивания/добычи, в резервуар 263 для хранения газа, который может быть функционально связан по текучей среде с помощью трубопровода 273 с сепарационной установкой 267 в составе второй установки 259 закачивания/добычи.

В варианте осуществления способа настоящего изобретения первая скважина 201 может использоваться для закачивания композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов в пласт 205, и вторая скважина 203 может использоваться для добычи нефти из пласта, как описано выше, в течение первого периода времени; и вторая скважина 203 может использоваться для закачивания композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов в пласт 205 для мобилизации нефти в пласте и вытеснения мобилизованной нефти через пласт к первой скважине, и первая скважина 201 может

использоваться для добычи нефти из пласта в течение второго периода времени, причем второй период времени следует за первым периодом времени. Вторая установка 259 закачивания/добычи может содержать такое устройство, как насос 275, который функционально связан по текучей среде с помощью трубопровода 277 с хранилищем 219 композиции для извлечения нефти и который функционально связан по текучей среде со второй скважиной 203 для введения композиции для извлечения нефти в пласт 205 через вторую скважину. В качестве альтернативы, как показано на фиг. 2, устройство 275 может быть функционально связано по текучей среде с: хранилищем 227 жидкого аммиака по трубопроводу 279; хранилищем 228 бикарбоната щелочного металла по трубопроводу 280; хранилищем 229 поверхностно-активного вещества по трубопроводу 281; и хранилищем 231 полимера с помощью трубопровода 283 для введения компонентов композиции для извлечения нефти в пласт через вторую скважину 203. Согласно фиг. 1 и фиг. 2, первая установка 221 закачивания/добычи может содержать такое устройство, как насос 285 или компрессор 287, функционально связанный по текучей среде с резервуаром 263 для хранения газа с помощью трубопровода 289, для добычи нефти, и необязательно, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта 205 через первую скважину 201. Первая установка 221 закачивания/добычи также может включать в себя сепарационную установку 291 для сепарации добытой нефти, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа. Сепарационная установка 291 может состоять из традиционного газожидкостного сепаратора для отделения газа от добытой нефти и воды; и традиционного сепаратора углеводородов и воды для отделения добытой нефти от воды и водорастворимых компонентов композиции для извлечения нефти, при этом сепаратор углеводородов и воды может содержать установку демульгации. Сепарационная установка 291 может быть функционально связана по текучей среде с: резервуаром 269 для хранения нефти с помощью трубопровода 293, для хранения добытой нефти в резервуаре для хранения нефти; и резервуаром 263 для хранения газа с помощью трубопровода 295, для хранения добытого газа в резервуаре для хранения газа.

Первая скважина 201 может использоваться для введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласт 205, и вторая скважина 203 может использоваться для добычи нефти из пласта в течение первого периода времени; затем вторая скважина 203 может использоваться для введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласт 205, и первая скважина 201 может использоваться для добычи нефти из пласта в течение второго периода времени; при этом первый и второй периоды времени составляют цикл. Может проводиться несколько циклов, которые включают чередование первой скважины 201 и второй скважины 203 между введением композиции для извлечения нефти или ее компонентов в пласт 205 и добычей нефти из пласта, при этом одна скважина является нагнетательной, и другая является добывающей в течение первого периода времени, и потом они меняются функциями в течение второго периода времени. Один цикл может длиться от примерно 12 часов до примерно 1 года, или от примерно 3 суток до примерно 6 месяцев, или от примерно 5 суток до примерно 3 месяцев.

Обратимся теперь к фиг. 3, на которой проиллюстрирована сетка 300 скважин. Сетка 300 включает в себя первую группу 302 скважин (обозначенную горизонтальными линиями) и вторую группу 304 скважин (обозначенную диагональными линиями). В некоторых вариантах осуществления способа настоящего изобретения описанная выше первая скважина может включать в себя множество первых скважин, изображенное как первая группа 302 скважин в сетке 300, и описанная выше вторая скважина может

включать в себя множество вторых скважин, изображенное как вторая группа 304 скважин в сетке 300.

Каждая скважина в первой группе 302 скважин может иметь расстояние 330 по горизонтали от соседней скважины в первой группе 302 скважин. Расстояние 330 по горизонтали может составлять от примерно 5 до примерно 5000 м, или от примерно 10 до примерно 1000 м, или от примерно 20 до примерно 500 м, или от примерно 30 до примерно 250 м, или от примерно 50 до примерно 200 м, или от примерно 90 до примерно 150 м, или примерно 100 м. Каждая скважина в первой группе 302 скважин может иметь расстояние 332 по вертикали от соседней скважины в первой группе 302 скважин. Расстояние 332 по вертикали может составлять от примерно 5 до примерно 5000 м, или от примерно 10 до примерно 1000 м, или от примерно 20 до примерно 500 м, или от примерно 30 до примерно 250 м, или от примерно 50 до примерно 200 м, или от примерно 90 до примерно 150 м, или примерно 100 м.

Каждая скважина во второй группе 304 скважин может иметь расстояние 336 по горизонтали от соседней скважины во второй группе 304 скважин. Расстояние 336 по горизонтали может составлять от 5 до 5000 м, или от 10 до 1000 м, или от 20 до 500 м, или от 30 до 250 м, или от 50 до 200 м, или от 90 до 150 м, или примерно 100 м. Каждая скважина во второй группе 304 скважин может иметь расстояние 338 по вертикали от соседней скважины во второй группе 304 скважин. Расстояние 338 по вертикали может составлять от 5 до 5000 м, или от 10 до 1000 м, или от 20 до 500 м, или от 30 до 250 м, или от 50 до 200 м, или от 90 до 150 м, или примерно 100 м.

Каждая скважина в первой группе 302 скважин может находиться на расстоянии 334 от соседних скважин во второй группе 304 скважин. Каждая скважина во второй группе 304 скважин может находиться на расстоянии 334 от соседних скважин в первой группе 302 скважин. Расстояние 334 может составлять от 5 до 5000 м, или от 10 до 1000 м, или от 20 до 500 м, или от 30 до 250 м, или от 50 до 200 м, или от 90 до 150 м, или примерно 100 м.

Каждая скважина в первой группе 302 скважин может быть окружена четырьмя скважинами из второй группы 304 скважин. Каждая скважина во второй группе 304 скважин может быть окружена четырьмя скважинами из первой группы 302 скважин.

В некоторых вариантах осуществления сетка 300 скважин может включать в себя от 10 до 1000 скважин, например, от 5 до 500 скважин в первой группе 302 скважин, и от 5 до 500 скважин во второй группе 304 скважин.

В некоторых вариантах осуществления сетку 300 скважин можно представить как вид сверху с первой группой 302 скважин и второй группой 304 скважин, являющихся вертикальными скважинами, расположенными на определенном расстоянии друг от друга на некотором участке земли. В некоторых вариантах осуществления сетку 300 скважин можно представить как вид сбоку в поперечном сечении пласта с первой группой 302 скважин и второй группой 304 скважин, являющихся горизонтальными скважинами, расположенными на определенном расстоянии друг от друга в пласте.

Обратимся теперь к фиг. 4, на которой проиллюстрирована сетка 400 скважин. Сетка 400 включает в себя первую группу 402 скважин (обозначенную горизонтальными линиями) и вторую группу 404 скважин (обозначенную диагональными линиями). Сетка 400 может быть сеткой скважин, как описано выше в отношении сетки 300 на фиг. 3. В некоторых вариантах осуществления способа настоящего изобретения описанная выше первая скважина может включать в себя множество первых скважин, изображенное как первая группа 402 скважин в сетке 400, и описанная выше вторая скважина может включать в себя множество вторых скважин, изображенное как вторая группа 404

скважин в сетке 400.

Композиция для извлечения нефти или ее компоненты может быть закачана в первую группу 402 скважин, и нефть может быть извлечена и добыта из второй группы 404 скважин. Как проиллюстрировано, композиция для извлечения нефти может иметь
5 профиль 406 нагнетания, и нефть может быть добыта из второй группы 404 скважин, имеющей профиль 408 извлечения нефти.

Композиция для извлечения нефти или ее компоненты может быть закачана во вторую группу 404 скважин, и нефть может быть добыта из первой группы 402 скважин. Как проиллюстрировано, композиция для извлечения нефти может иметь профиль 408
10 нагнетания, и нефть может быть добыта из первой группы 402 скважин, имеющей профиль 406 извлечения нефти.

Первая группа 402 скважин может использоваться для закачивания композиции для извлечения нефти или ее компонентов, и вторая группа 404 скважин может использоваться для добычи нефти из пласта в течение первого периода времени; затем
15 вторая группа 404 скважин может использоваться для закачивания композиции для извлечения нефти или ее компонентов, и первая группа 402 скважин может использоваться для добычи нефти из пласта в течение второго периода времени, при этом первый и второй периоды времени образуют цикл. В некоторых вариантах осуществления может осуществляться несколько циклов, которые включают чередование
20 первой и второй групп 402 и 404 скважин между закачиванием композиции для извлечения нефти или ее компонентов и добычей нефти из пласта, при этом одна группа скважин является нагнетательной, и другая является добывающей в течение первого периода времени, и потом они меняются функциями в течение второго периода времени.

Для обеспечения лучшего понимания настоящего изобретения приводятся следующие
25 примеры конкретных аспектов некоторых вариантов осуществления. Нижеследующие примеры никоим образом не следует считать ограничивающими или определяющими объем изобретения.

Примеры

Пример 1

30 Проводили эксперимент для сравнения эффекта растворения диоксида кремния в водном растворе бикарбоната натрия/хлорида натрия/аммиака, имеющем рН менее 10, относительно эффектов растворения диоксида кремния в водном растворе хлорида натрия/аммиака, водном растворе карбоната натрия/хлорида натрия/аммиака, и в водном растворе бикарбоната натрия/хлорида натрия/аммиака, имеющих рН более
35 10. Два набора из 5 водных растворов получали на основе композиций с рН (при 25°C), показанных в таблице 1, при этом оставшуюся часть каждого раствора составляла деионизированная вода.

Таблица 1

Образец	NaCl (% масс.)	NH ₃ (% масс.)	Na ₂ CO ₃ (% масс.)	NaHCO ₃ (% масс.)	рН
1 (контроль)	3,45	0	0	0	7
2	3,45	0,39	0	0	11,2
3	3,45	0,39	0,2	0	11,2
4	3,45	0,39	0	0,2	10,4
5	3,45	0,39	0	0,66	9,9

45 20 г каждого образца из первого набора образцов растворов смешивали с 30 г тонкого белого песка, полученную смесь помещали в отдельные колбы, далее колбы закрывали и помещали в печь, нагретую до 52°C, на 42 дня. Первый набор образцов периодически анализировали для определения количества диоксида кремния, растворенного в каждом

образце раствора. Результаты показаны на фиг. 5. Конечная измеренная величина растворенного диоксида кремния для первого набора образцов растворов, определенная через 42 дня, приводится в таблице 2.

Таблица 2

Образец	Растворенный диоксид кремния (ч/млн)	pH (через 42 дня)	изменение pH
1 (контроль)	0	7	0
2	138	10,8	0,4
3	155	10,9	0,3
4	51	10,3	0,1
5	27	9,9	0

Аналогичным образом, 20 г каждого образца из второго набора образцов растворов смешивали с 30 г тонкого белого песка, полученную смесь помещали в отдельные колбы, далее колбы закрывали и помещали в печь, нагретую до 83°C, на 42 дня. Вторым набором образцов периодически анализировали для определения количества диоксида кремния, растворенного в каждом образце раствора. Результаты показаны на фиг. 6. Конечная измеренная величина растворенного диоксида кремния для второго набора образцов растворов, определенная через 42 дня, приводится в таблице 3.

Таблица 3

Образец	Растворенный диоксид кремния (ч/млн)	pH (через 42 дня)	изменение pH
1 (контроль)	14	7	0
2	150	10,2	1,0
3	219	10,3	0,9
4	74	9,9	0,4
5	60	9,7	0,2

Было установлено, что водный раствор бикарбоната натрия/аммиака, имеющий исходный pH менее 10, растворял значительно меньше диоксида кремния, чем водный раствор аммиака и водный раствор карбоната натрия и аммиака, как при 52°C, так и при 83°C. Кроме того, было установлено, что водный раствор бикарбоната натрия/аммиака, имеющий исходный pH менее 10, растворял меньше диоксида кремния, чем водный раствор бикарбоната натрия/аммиака, имеющий начальную pH выше 10, как при 52°C, так и при 83°C.

Пример 2

В способе по настоящему изобретению дополнительное извлечение нефти из керна пласта при использовании композиции для извлечения нефти, состоящей из аммиака, бикарбоната натрия, полимера и поверхностно-активного вещества, следующее за извлечением нефти из керна с помощью заводнения, измеряли для оценки эффективности композиции для извлечения нефти, содержащей аммиак и щелочной бикарбонат, в композиции для извлечения нефти с поверхностно-активным веществом/полимером.

Керн песчаника Vandera Brown длиной 30 см с диаметром керна 5,06 см, поровым объемом 143,6 мл и пористостью 0,24, насыщали насыщенным солевым раствором, имеющим состав, показанный в таблице 4.

Таблица 4

Состав насыщенного солевого раствора

Ионы	Na	K	Mg	Ca	Cl	HCO ₃	TDS
Концентрация (мг/л)	5822	0	9	12	9024	0	14867

После насыщения керна насыщенным солевым раствором насыщенный солевой раствор вытесняли малазийской сырой нефтью для насыщения керна нефтью. После насыщения керна нефтью насыщенный солевой раствор вводили в керн для получения нефти из керна после заводнения, при этом насыщенный солевой раствор вводили в керн до прекращения получения нефти из керна.

Готовили композицию для извлечения нефти, содержащую: 71,4% масс. водного насыщенного солевого раствора, имеющего ионный состав, показанный в таблице 5; 1,4% масс. 25% водного раствора аммиака; 0,85% масс. 31,1% концентрата ENORDET™ J11111, поверхностно-активного вещества на основе C12-C13 алкоксисульфата спирта; 0,37% масс. 35,9% концентрата ENORDET™ 0242, поверхностно-активного вещества на основе C20-C24 внутреннего олефинсульфоната; и 26,0% масс. исходного раствора полимера, содержащего 5000 ч/млн FLOPAAM™ 3330S, гидролизованного полиакриламида, в водном насыщенном солевом растворе, имеющем состав, показанный в таблице 5, для получения 1300 ч/млн гидролизованного полиакриламида в композиции для извлечения нефти.

Таблица 5

Состав насыщенного солевого раствора композиции для извлечения нефти

Ионы	Na	K	Mg	Ca	Cl	HCO ₃	TDS
Концентрация (мг/л)	4745	47	0	0	4589	4749	14150

После заводнения в керн закачивали композицию для извлечения нефти для вытеснения нефти из керна. Композицию для извлечения нефти закачивали до прекращения получения нефти из керна.

Насыщение керна водой и нефтью после начального насыщения насыщенным солевым раствором, вытеснения нефти, заводнения и вытеснения композиции для извлечения нефти представлены в таблице 6.

Таблица 6

Насыщения

	Вода (мл)	Нефть (мл)	Вода (% об./об.)	Нефть (% об./об.)
Начальное насыщение водой	143,6	0	100	0
После закачивания нефти	77,3	66,3	53,9	46,1
После заводнения	95,6	48,0	66,6	33,4
После введения композиции для извлечения нефти	127,5	16,1	88,8	11,2

Количество нефти, полученное с помощью заводнения, и затем с помощью закачивания композиции для извлечения нефти, как процент от первоначального содержания нефти в керне, может быть вычислено из насыщения водой и нефтью после заводнения и после закачивания композиции для извлечения нефти, как изложено в

таблице 6 выше, и данные вычислений приводятся ниже в таблице 7.

Таблица 7

Нефть, полученная из керна

5	Нефть, полученная при заводнении (% от ООИР)	27,6
	Нефть, полученная при закачивании композиции для извлечения нефти (% от ООИР)	48,1

Количество оставшейся нефти, полученное при закачивании композиции для извлечения нефти после заводнения, как было определено, составляло 66,4% от первоначального содержания нефти в керне. Таким образом, композиция для извлечения нефти существенно повышала извлечение нефти из керна пласта после того, как заводнение переставало давать дополнительное количество нефти из керна.

Настоящее изобретение хорошо приспособлено для достижения упомянутых целей и преимуществ, а также целей и преимуществ, которые являются неотъемлемыми для данного изобретения. Конкретные варианты осуществления, описанные выше, являются только иллюстративными, поскольку настоящее изобретение можно модифицировать и практически применять различными, но эквивалентными способами, очевидными для специалистов в данной области техники, использующих преимущества изобретения, описанного в данном документе. Более того, на детали конструкции или конструктивное исполнение, приведенные в настоящем документе, не налагается ограничений, кроме описанных ниже в формуле изобретения. Хотя системы и способы описаны терминами «охватывающие», «содержащие» или «включающие в себя» различные компоненты или стадии, композиции и способы также могут «состоять существенным образом из» или «состоять из» различных компонентов и стадий. Всякий раз, когда описывается численный диапазон с нижним пределом и верхним пределом, любое число и любой включенный диапазон в пределах данного диапазона являются конкретно раскрытыми. В частности, каждый диапазон значений (в форме «от а до b», или равнозначно, «от а- b»), описанный в настоящем документе, следует понимать как указывающий на каждое число и диапазон в более широком диапазоне значений. Всякий раз, когда описан числовой диапазон, имеющий только конкретный нижний предел, имеющий только конкретный верхний предел, или конкретный верхний предел и конкретный нижний предел, данный диапазон также включает в себя любое числовое значение «около» заданного нижнего предела и/или заданного верхнего предела. Также термины в формуле изобретения имеют свое прямое обычное значение, если иное не определено недвусмысленно и ясно патентообладателем. Кроме того, формы единственного числа существительных, используемые в формуле изобретения, определяются в настоящем документе как означающие один или более элементов, которые они вводят.

(57) Формула изобретения

1. Способ добычи нефти из нефтеносного пласта, включающий в себя:
 40 смешивание анионогенного поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака с образованием композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10, измеренный при 25°C;
 введение композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт;
 контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте;
 45 и
 добычу нефти из нефтеносного пласта после введения композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт.

2. Способ по п.1, в котором количество жидкого аммиака, смешиваемое с

поверхностно-активным веществом, полимером, бикарбонатом щелочного металла и водой, выбрано таким образом, что оно составляет от 0,01% масс. до 5% масс. от общей массы композиции для извлечения нефти, и количество бикарбоната щелочного металла, смешиваемое с поверхностно-активным веществом, водой, полимером и жидким аммиаком, выбрано таким образом, что оно составляет от 0,001% масс. до 1% масс. от общей массы композиции для извлечения нефти.

3. Способ по п.1 или 2, в котором жидкий аммиак является безводным жидким аммиаком и бикарбонат щелочного металла является бикарбонатом натрия.

4. Способ по п.1, дополнительно включающий в себя стадии:

вычисления минимального количества бикарбоната щелочного металла, необходимого для осаждения 100% оцененного количества катионов кальция на центрах глинистых минералов в пласте;

ограничения количества бикарбоната щелочного металла, смешиваемого с поверхностно-активным веществом, полимером и жидким аммиаком, до величины, не более чем в 10 раз превышающей минимальное количество бикарбоната щелочного металла.

5. Способ по любому из пп.1-4, в котором поверхностно-активное вещество является анионогенным поверхностно-активным веществом, выбранным из группы, состоящей из альфа-олефинсульфонатного соединения, внутреннего олефинсульфонатного соединения, разветвленного алкилбензолсульфонатного соединения, пропиленоксидсульфатного соединения, этилен-пропиленоксидсульфатного соединения или их смеси.

6. Способ по любому из пп.1-5, в котором полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов; частично гидролизованных полиакриламидов; сополимеров акриламида, акриловой кислоты, AMPS (2-акриламид-2-метилпропансульфоната) и н-винилпирролидона в любом соотношении; полиакрилатов; этиленовых сополимеров; биополимеров; карбоксиметилцеллюлоз; поливиниловых спиртов; полистиролсульфонатов; поливинилпирролидонов; AMPS; и их сочетаний.

7. Способ по любому из пп.1-6, в котором композиция для извлечения нефти содержит от 0,05% масс. до 5% масс. поверхностно-активного вещества, от 200 ч./млн до 10000 ч./млн полимера, от 0,01% масс. до 5% масс. жидкого аммиака и от 0,001% масс. до 1% масс. бикарбоната щелочного металла.

8. Способ по любому из пп.1-7, в котором нефтеносный пласт является подземным пластом песчаника, имеющим емкость ионного обмена кальция по меньшей мере 0,25 мэкв/100 г и температуру по меньшей мере 60°C.

9. Способ по любому из пп.1-8, в котором нефтеносный пласт является подводным пластом.

10. Способ по любому из пп.1-9, в котором композиция для извлечения нефти имеет динамическую вязкость в пределах 50% от динамической вязкости нефти нефтеносного пласта при изотермическом измерении.

11. Композиция для извлечения нефти, содержащая смесь анионогенного поверхностно-активного вещества, полимера, аммиака, воды и бикарбоната щелочного металла, где композиция имеет рН менее 10, измеренный при 25°C.

12. Композиция по п.11 в которой аммиак составляет от 0,01% масс. до 5% масс. композиции и бикарбонат щелочного металла составляет от 0,001% масс. до 1% масс. композиции.

13. Композиция по п.11 или 12, в которой поверхностно-активное вещество является анионогенным поверхностно-активным веществом.

14. Композиция по любому из пп.11-13, в которой полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов; частично гидролизованных полиакриламидов; сополимеров акриламида, акриловой кислоты, АМPS (2-акриламид-2-метилпропансульфоната) и н-винилпирролидона в любом соотношении; полиакрилатов; 5 этиленовых сополимеров; биополимеров; карбоксиметилцеллюлоз; поливиниловых спиртов; полистиролсульфонатов; поливинилпирролидонов; АМPS; и их сочетаний.

15. Композиция по любому из пп.11-14, где композиция содержит от 0,05% масс. до 5% масс. поверхностно-активного вещества, от 200 ч./млн до 10000 ч./млн полимера, от 0,01% масс. до 5% масс. аммиака и от 0,001% масс. до 1% масс. бикарбоната 10 щелочного металла.

16. Способ добычи нефти из нефтеносного пласта, включающий в себя: введение анионогенного поверхностно-активного вещества, воды, полимера, бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносный пласт; смешивание анионогенного поверхностно-активного вещества, воды, полимера, 15 бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносном пласте с образованием композиции для извлечения нефти, имеющей рН менее 10; контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте; и

20 добычу нефти из нефтеносного пласта после контактирования композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте.

17. Способ по п.16, в котором количество жидкого аммиака, введенного в пласт, составляет от 0,01% масс. до 5% масс. от общей объединенной массы жидкого аммиака, воды, поверхностно-активного вещества, бикарбоната щелочного металла и полимера, введенных в пласт, и количество бикарбоната щелочного металла, введенного в пласт, 25 составляет от 0,001% масс. до 1% масс. от общей объединенной массы жидкого аммиака, воды, поверхностно-активного вещества, бикарбоната щелочного металла и полимера, введенных в пласт.

18. Способ по п.16 или 17, в котором жидкий аммиак является жидким безводным аммиаком и бикарбонат щелочного металла является бикарбонатом натрия.

30 19. Способ по любому из пп.16-18, в котором вода имеет общее содержание растворенных твердых веществ от 200 ч./млн до 100000 ч./млн.

20. Способ по любому из пп.16-19, в котором поверхностно-активное вещество является анионогенным поверхностно-активным веществом, выбранным из группы, состоящей из альфа-олефинсульфонатного соединения, внутреннего 35 олефинсульфонатного соединения, разветвленного алкилбензолсульфонатного соединения, пропиленоксидсульфатного соединения, этилен-пропиленоксидсульфатного соединения или их смеси.

21. Способ по любому из пп.16-20, в котором полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов; частично гидролизованных полиакриламидов; 40 сополимеров акриламида, акриловой кислоты, АМPS (2-акриламид-2-метилпропансульфоната) и н-винилпирролидона в любом соотношении; полиакрилатов; этиленовых сополимеров; биополимеров; карбоксиметилцеллюлоз; поливиниловых спиртов; полистиролсульфонатов; поливинилпирролидонов; АМPS; и их сочетаний.

22. Способ по любому из пп.16-21, в котором композиция для извлечения нефти 45 содержит от 0,05% масс. до 5% масс. поверхностно-активного вещества, от 200 ч./млн до 10000 ч./млн полимера, от 0,001% масс. до 1% масс. бикарбоната щелочного металла и от 0,01% масс. до 5% масс. жидкого аммиака.

23. Способ по любому из пп.16-22, в котором нефтеносный пласт является подземным

пластом песчаника, в котором по меньшей мере часть пласта имеет температуру по меньшей мере 60°C.

24. Способ по любому из пп.16-23, в котором нефтеносный пласт является подводным пластом.

5

10

15

20

25

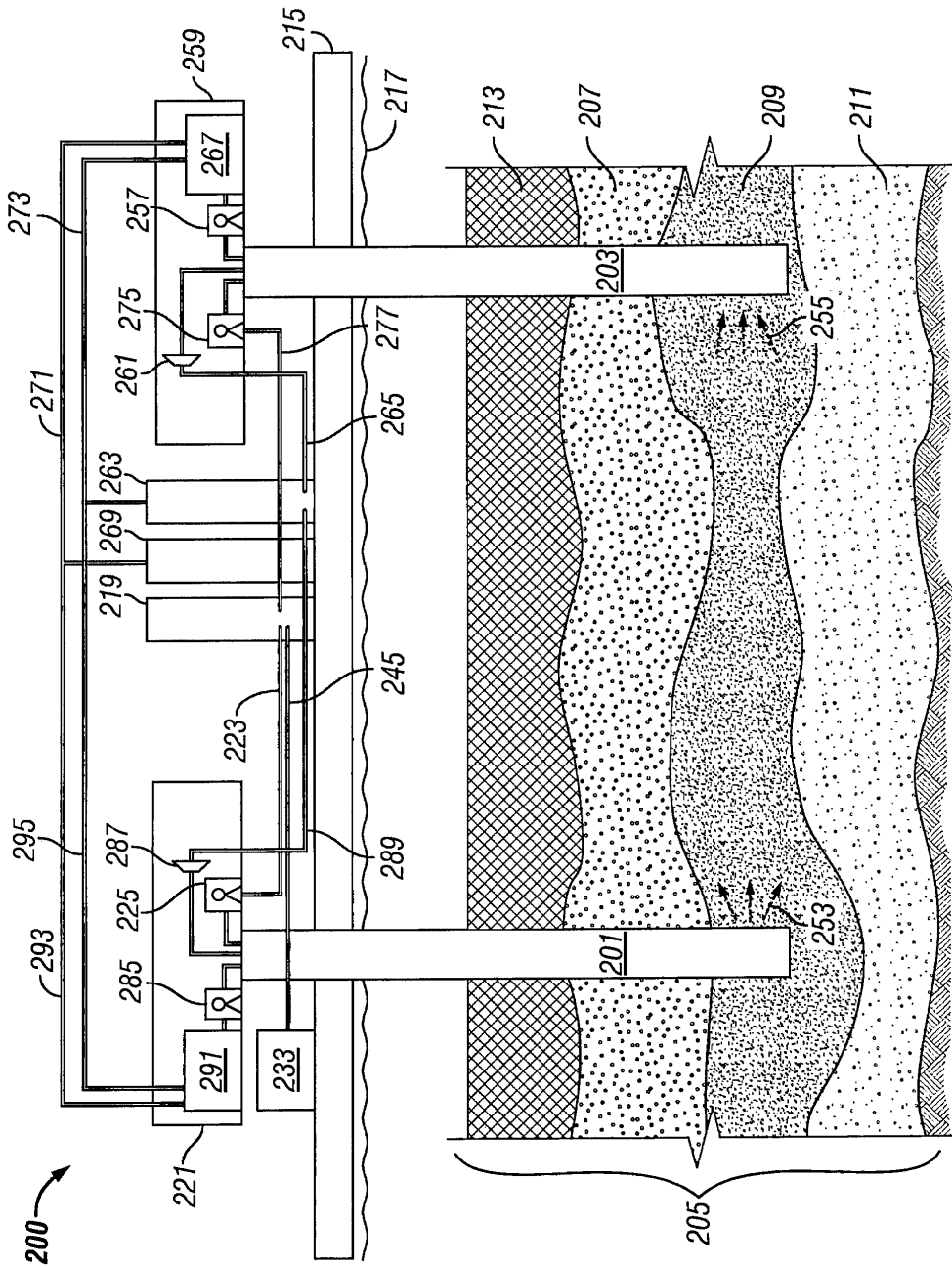
30

35

40

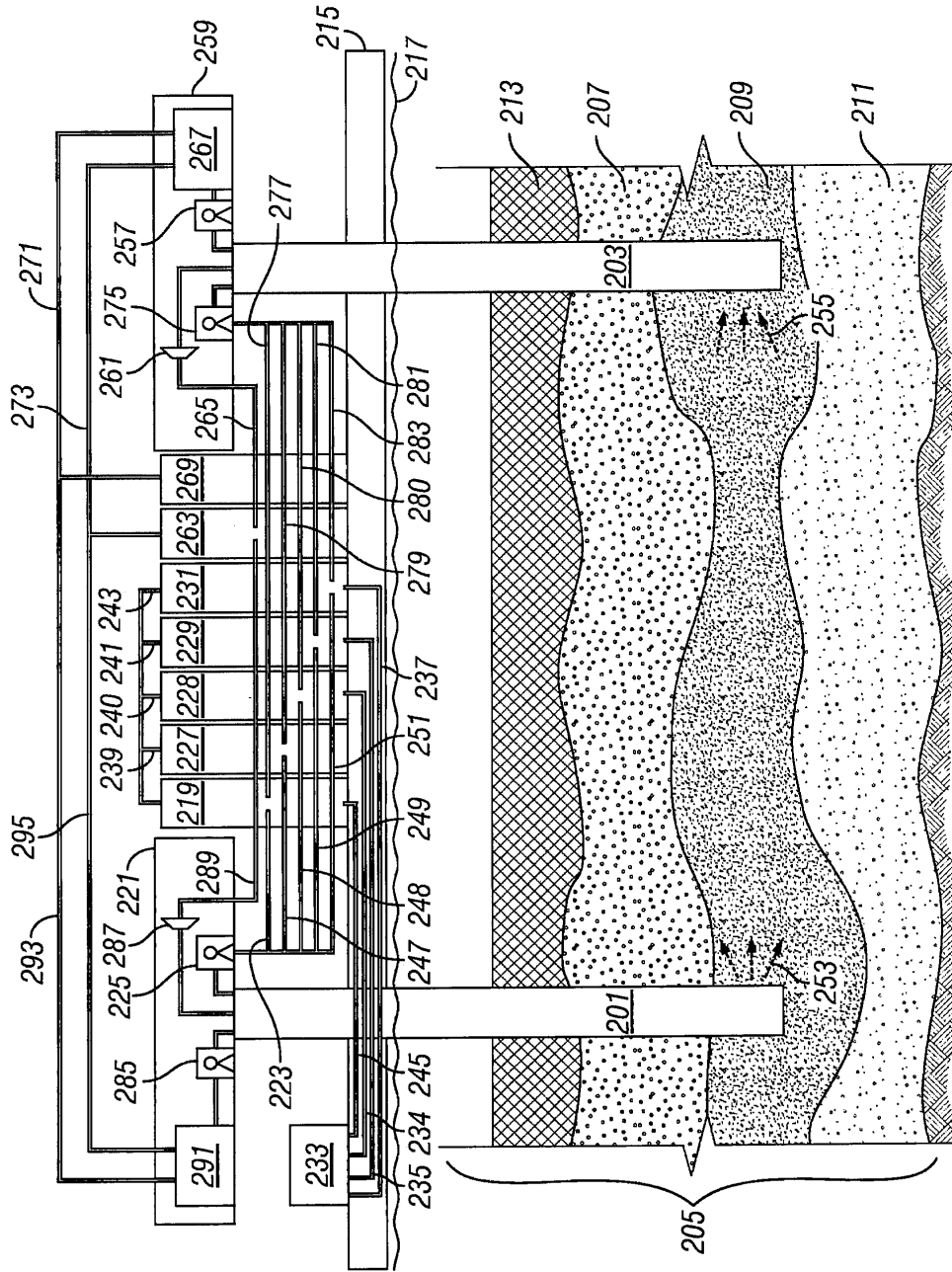
45

1/5

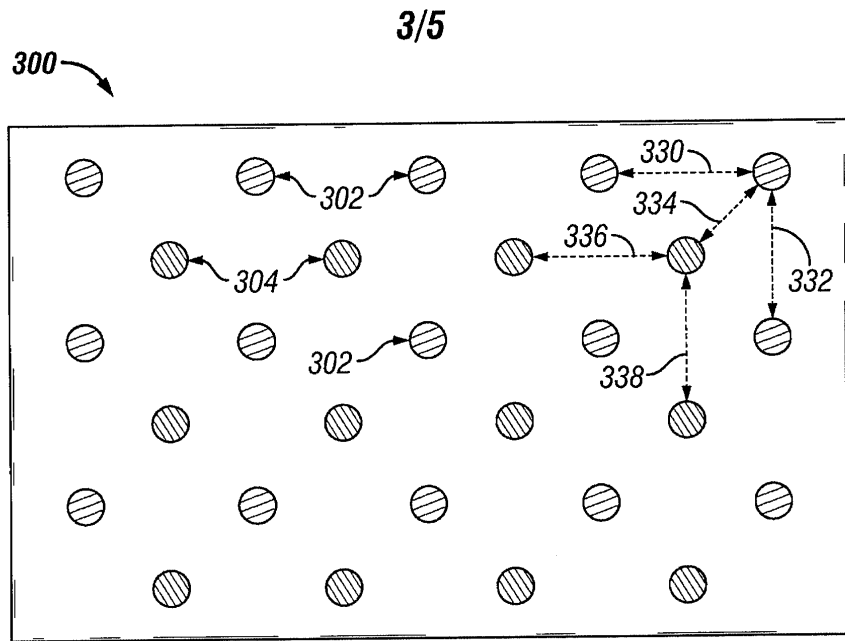


ФИГ. 1

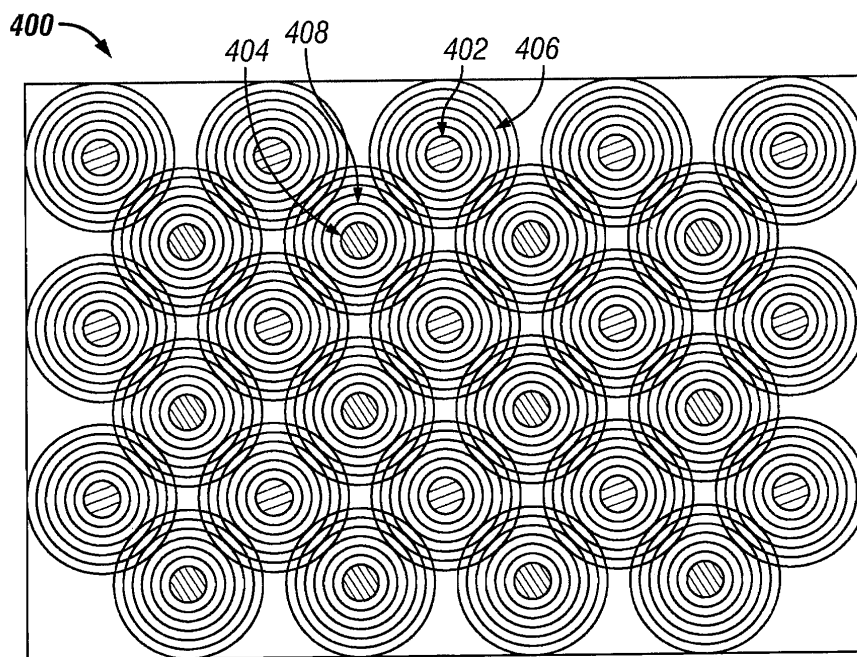
2/5



ФИГ. 2

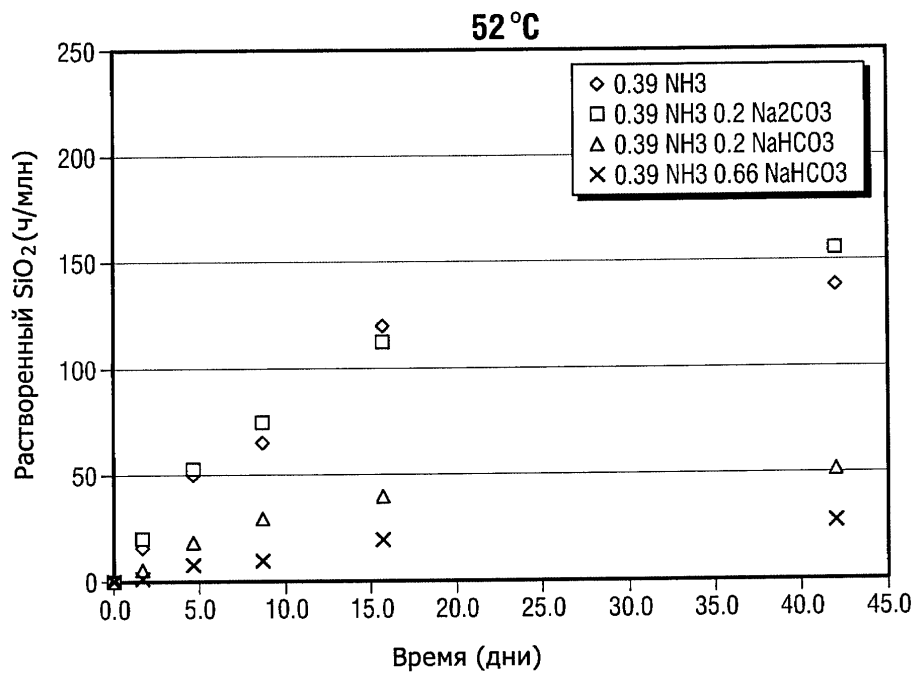


ФИГ. 3



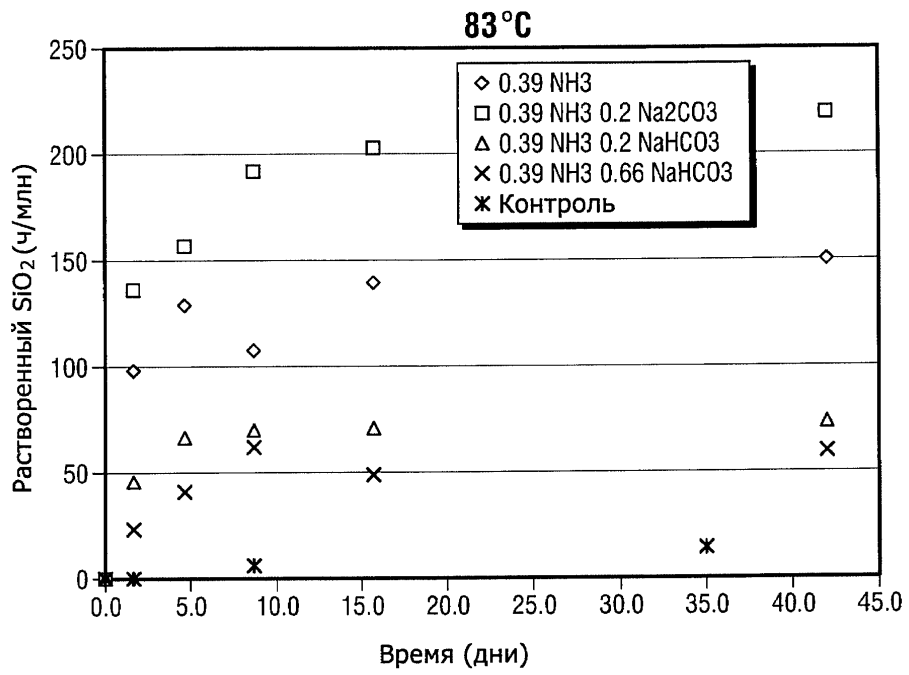
ФИГ. 4

4/5



Фиг. 5

5/5



Фиг. 6