

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 029068

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2018.02.28

(21) Номер заявки
201500749

(22) Дата подачи заявки
2014.01.15

(51) Int. Cl. C09K 8/03 (2006.01)
C09K 8/32 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)

(54) СПОСОБ, СИСТЕМА И КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

(31) 61/753,261

(32) 2013.01.16

(33) US

(43) 2016.01.29

(86) PCT/US2014/011635

(87) WO 2014/113445 2014.07.24

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)

(72) Изобретатель:
Шахин Гордон Томас, Свек И,
Саутвик Джеффри Джордж (US)

(74) Представитель:
Воль О.И. (RU)

(56) US-A1-20110059873
US-A1-20090036332
US-A1-20050085397
US-A1-20110272151
US-A-4439332
US-A1-20120186810

(57) Разработаны способ, система и композиция для добычи нефти из пласта с использованием композиции для извлечения нефти, содержащей поверхностно-активное вещество, жидкий аммиак, карбонат или бикарбонат щелочного металла, полимер и воду.

B1

029068

029068

B1

Область техники, к которой относится изобретение

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

Уровень техники

При извлечении нефти из подземного пласта можно извлечь только часть нефти в пласте с использованием способов первичного извлечения, в которых для добычи нефти применяется естественное давление пласта. Часть нефти, которую нельзя извлечь из пласта с использованием способов первичного извлечения, можно добывать с помощью усовершенствованных способов повышенной нефтеотдачи (EOR).

В одном способе повышенной нефтеотдачи используется заводнение нефтеносного пласта щелочным - поверхностно-активным веществом - полимером ("ASP") для того, чтобы увеличить количество нефти, извлеченной из пласта. Водную дисперсию щелочного компонента, поверхностно-активного вещества и полимера закачивают внутрь нефтеносного пласта с целью увеличения извлечения нефти из пласта, или после первичного извлечения, или после вторичного извлечения путем заводнения. При заводнении ASP извлечение нефти из пласта увеличивается за счет снижения поверхностного натяжения между нефтяной и водной фазами в пласте, тем самым нефть становится подвижной для добычи. Поверхностное натяжение между нефтяной и водной фазами в пласте снижается под действием поверхностно-активного вещества ASP заводнения и за счет образования мыла при взаимодействии щелочи с кислотами нефти. Полимер повышает вязкость флюида ASP, обычно до такого же уровня, что и вязкость нефти в пласте, таким образом, подвижная нефть может перемещаться внутри пласта для добычи способом ASP заводнения.

Использование ASP повышенной нефтеотдачи для извлечения нефти из подводных нефтеносных пластов может быть ограничено размером пространства, доступного на морской платформе для извлечения нефти, и ограничениями по массе платформы. Необходимо обеспечить складское хозяйство для полимера, поверхностно-активного вещества и для щелочного компонента. В некоторых случаях ограничения пространства и массы на морской платформе препятствуют применению ASP повышенной нефтеотдачи, в связи с отсутствием достаточного пространства для хранения всех компонентов ASP заводнения на платформе, или масса компонентов ASP заводнения препятствует применению морской платформы для извлечения нефти.

Щелочи, которые наиболее часто используются в качестве щелочного компонента в процессах ASP EOR, включают гидроксиды и карбонаты щелочных металлов, причем самым распространенным щелочным компонентом, используемым в процессе ASP EOR, является карбонат натрия. Ограничения пространства и массы на морской платформе для извлечения нефти могут сделать способ повышенной нефтеотдачи с ASP и карбонатом щелочного металла непригодным для извлечения нефти из подводного пласта из-за относительно большой площади, необходимой для хранения карбоната щелочного металла, большого пространства, необходимого для перемешивающего оборудования, относительно большой массы раствора карбоната щелочного металла.

Вместо гидроксида или карбоната щелочных металлов можно использовать жидкий аммиак в качестве щелочного компонента в процессе ASP EOR для того, чтобы сократить требуемое пространство в устройстве для осуществления процесса ASP EOR. Безводный жидкий аммиак дает в 6,2 раз больше щелочи, чем эквивалентное по массе количество карбоната натрия, поэтому необходимая масса щелочного компонента для ASP заводнения с использованием безводного жидкого аммиака может быть снижена в 6,2 раза по сравнению с карбонатом натрия, при обеспечении такой же степени щелочности. Следовательно, требуется меньше пространства и массы для хранения аммиачного щелочного компонента по сравнению с карбонатом или гидроксидом щелочных металлов, поскольку можно будет использовать меньше аммиачного щелочного компонента для обеспечения эквивалентной степени щелочности. На морской платформе, используемой для извлечения нефти из подводного нефтеносного пласта, экономия пространства и массы, обеспечиваемая путем замены жидким аммиаком обычно применяемых карбонатов щелочных металлов, может быть определяющим фактором для технической применимости процесса ASP на платформе и в пласте.

Однако использование аммиака в качестве щелочного компонента в способе и устройстве ASP EOR ограничивается применением поверхностно-активных веществ, стойких к кальцию. Ионы кальция, присутствующие в нефти и воде пласта и связанные с поверхностью пласта, не осаждаются при использовании аммиака в качестве щелочного компонента для повышенной нефтеотдачи с заводнением ASP, так как гидроксид кальция, осадок кальция, образующийся с использованием жидкого аммиака в качестве щелочи в процессе ASP EOR, будет осаждаться только при концентрации Ca^{2+} выше 8,8% при 25°C, т.е. выше концентрации Ca^{2+} в большинстве нефтеносных пластов. Поэтому только стойкие к кальцию поверхностно-активные вещества, т.е. те ПАВ, которые не осаждаются в присутствии значительного количества ионов кальция, могут использоваться в процессе ASP EOR, когда в качестве щелочного компонента применяется аммиак, без значительных потерь поверхностно-активного вещества из-за осаждения кальция. Однако наиболее известные в промышленности, стойкие к кальцию поверхностно-активные вещества, полезные для процесса ASP EOR, представляют собой этиленоксид-сульфатные, пропиленок-

сид-сульфатные, и этиленоксид-пропиленоксид-сульфатные ПАВ, которые гидролизуются с неприемлемой скоростью выше 60°C. Поэтому в промышленной практике процессы ASP EOR с использованием аммиака в качестве щелочного компонента не применяются для пластов, имеющих значительную концентрацию ионов кальция при температуре в пласте по меньшей мере 60°C, причем процессы ASP EOR для морских пластов, имеющих указанные характеристики, не могут быть реализованы в промышленности.

В связи с этим желательно внести усовершенствования в существующие способы, композиции и устройства ASP повышенной нефтеотдачи. Особенно желательными являются способы, композиции и устройства, эффективные для обеспечения дальнейшего применения повышенной нефтеотдачи на основе ASP в подводных нефтеносных пластах, имеющих значительную концентрацию ионов кальция и температуру внутри пласта по меньшей мере 50°C или по меньшей мере 60°C.

Раскрытие изобретения

В одном аспекте изобретение относится к способу извлечения нефти из нефтеносного пласта, который включает в себя

смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла и жидкого аммиака, содержащего самое большее 10 мас.% воды, с образованием композиции для извлечения нефти;

введение композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью внутри нефтеносного пласта; и

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

В другом аспекте изобретение относится к композиции, которая содержит поверхностно-активное вещество, полимер, карбонат щелочного металла, аммиак и воду.

В другом аспекте изобретение относится к системе, которая включает в себя

поверхностно-активное вещество;

полимер;

жидкий аммиак, содержащий самое большее 10 мас.% воды;

карбонат щелочного металла;

воду;

нефтеносный пласт;

механизм для введения поверхностно-активного вещества, полимера, карбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды в нефтеносный пласт; и

механизм для добычи нефти из нефтеносного пласта после введения поверхностно-активного вещества, полимера, карбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды в нефтеносный пласт.

В другом аспекте настоящее изобретение относится к способу извлечения нефти из нефтеносного пласта, который включает в себя

введение поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла и жидкого аммиака, содержащего самое большее 10 мас.% воды, в нефтеносный пласт;

смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла и жидкого аммиака внутри нефтеносного пласта с образованием композиции для извлечения нефти;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью внутри нефтеносного пласта; и

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

Краткое описание чертежей

Фиг. 1 представляет собой иллюстрацию системы для добычи нефти согласно настоящему изобретению, которое может быть использовано для извлечения нефти по способу согласно настоящему изобретению.

Фиг. 2 представляет собой иллюстрацию системы для добычи нефти по настоящему изобретению, которое может быть использовано для извлечения нефти по способу согласно настоящему изобретению.

Фиг. 3 является схемой системы размещения скважин для добычи нефти согласно устройству и способу настоящего изобретения.

Фиг. 4 является схемой системы размещения скважин для добычи нефти согласно устройству и способу настоящего изобретения.

На фиг. 5 приведена фотография равновесных смесей водных растворов карбоната натрия/поверхностно-активного вещества с нефтью при различных концентрациях соляного раствора.

На фиг. 6 приведена фотография равновесных смесей водных растворов гидроксида аммония/поверхностно-активного вещества при различных концентрациях соляного раствора.

На фиг. 7 приведена фотография равновесных смесей водных растворов гидроксида аммония/поверхностно-активного вещества при различных концентрациях соляного раствора в присутствии CaCl_2 .

На фиг. 8 приведена фотография равновесных смесей водного раствора карбоната натрия/поверхностно-активного вещества с нефтью, водного раствора гидроксида аммония/поверхностно-

активного вещества с нефтью, водного раствора гидроксида аммония/карбоната натрия/поверхностно-активного вещества при различных концентрациях соляного раствора в присутствии CaCl_2 .

Осуществление изобретения

Настоящее изобретение относится к способу и системе для повышенной нефтеотдачи из нефтеносного пласта с использованием поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната или бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака, содержащего самое большее 10 мас.% воды, и композиции, содержащей поверхностно-активное вещество, полимер, карбонат или бикарбонат щелочного металла, аммиак, и воду. Поверхностно-активное вещество, вода, полимер, карбонат или бикарбонат щелочного металла, и жидкий аммиак можно смешивать вместе с образованием композиции для извлечения нефти, используемой в способе повышенной нефтеотдачи. Поверхностно-активное вещество, карбонат или бикарбонат щелочного металла и аммиак могут придать подвижность нефти в пласте за счет снижения поверхностного натяжения между нефтяной и водной фазами в пласте, полимер может обеспечить достаточную вязкость, для перемещения подвижной нефти через пласт и для добычи нефти из пласта, а карбонат или бикарбонат щелочного металла могут способствовать осаждению кальция и магния в пласте, таким образом, предотвращается осаждение поверхностно-активного вещества, вызванное кальцием и магнием.

Использование аммиака способствует сокращению пространства и массы, которые требуются в процессе ASP EOR, по сравнению с традиционно применяемыми карбонатами щелочных металлов. Например, безводный жидкий аммиак дает в 6,2 раз больше щелочи, чем эквивалентное по массе количество карбоната натрия, поэтому необходимая масса щелочного компонента для устройства ASP заводнения с использованием безводного жидкого аммиака может быть снижена в 6,2 раза по сравнению с карбонатом натрия, при обеспечении такой же степени щелочности. Следовательно, требуется меньше пространства и массы для хранения аммиачного щелочного компонента для системы ASP заводнения настоящего изобретения, по сравнению с традиционно применяемыми щелочными карбонатами, поскольку необходимо будет использовать меньше реагента для обеспечения эквивалентной степени щелочности. На морской платформе, используемой для извлечения нефти из подводного нефтеносного пласта, экономия пространства и массы, обеспечиваемая путем замены жидким аммиаком обычно применяемых щелочных компонентов, может быть определяющим фактором для технической применимости процесса ASP на платформе.

В смесь ASP можно включать достаточное количество карбоната или бикарбоната щелочного металла для того, чтобы осадить кальций, встречающийся в пласте, когда партия ASP перемещается через пласт, что позволяет использовать промышленно доступные поверхностно-активные вещества в смеси ASP, которая является стабильной при температуре пласта выше 60°C , но восприимчива к осаждению в присутствии кальция. Предпочтительно значительно меньше карбоната или бикарбоната щелочного металла находится в смеси ASP, используемой в способе и устройстве настоящего изобретения, чем при традиционном ASP заводнении, в котором используется карбонат или бикарбонат щелочного металла в качестве единственного или основного щелочного компонента, таким образом, реализуется экономия пространства и массы, обеспечиваемая с использованием аммиака в качестве щелочного компонента смеси ASP, в то же время обеспечивается использование поверхностно-активных веществ, не обладающих стойкостью к кальцию и магнию в смеси ASP.

Рецептура композиции для извлечения нефти настоящего изобретения, которая может быть использована в способе или системе настоящего изобретения, содержит поверхностно-активное вещество, полимер, карбонат или бикарбонат щелочного металла, аммиак, и воду. Вода может быть пресной водой или солевым раствором. Вода может иметь общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) от 100 до 200000 м.д. Вода может поступать из источника воды, где источником воды может быть источник пресной воды, имеющий содержание TDS меньше чем 10000 м.д., выбранный из группы, состоящей из реки, озера, пресноводного моря, водоносного слоя, и воды пласта, имеющей содержание TDS меньше чем 10000 м.д., или источником воды может быть источник соленой воды, имеющий содержание TDS 10000 м.д. или больше, выбранный из группы, состоящей из морской воды, эстуарной воды, слабоминерализованной воды, водоносного слоя, солевого раствора, полученный путем обработки источника соленой воды, и воды пласта, имеющей содержание TDS 10000 м.д. или больше.

Когда процесс ASP EOR с использованием композиции для извлечения нефти осуществляется в море, чтобы извлечь нефть из подводного нефтеносного пласта, вода может быть морской водой, обработанной с целью снижения минерализации морской воды до желательного содержания TDS. Степень минерализации морской воды может быть снижена с помощью традиционных процессов обессоливания, например, путем пропускания морской воды через одну или несколько мембран нанофильтрации, обратного осмоса, и/или прямого осмоса, или через ионообменный материал.

Содержание TDS в воде композиции для извлечения нефти можно регулировать, чтобы оптимизировать минерализацию воды для получения средней фазы типа III, микроэмульсии композиции для извлечения нефти в комбинации с нефтью и водой пласта, и таким образом минимизировать поверхностное натяжение между нефтью и водой в пласте, чтобы обеспечить максимальную подвижность и, следовательно, добычу нефти из пласта. Содержание TDS в воде композиции для извлечения нефти также мож-

но регулировать, чтобы оптимизировать вязкость композиции для извлечения нефти, так как вязкость композиции для извлечения нефти частично зависит от вязкости полимера в композиции, которая может зависеть от минерализации композиции. Определение оптимальной минерализации водной композиции для извлечения нефти с целью минимизации поверхностного натяжения нефти и воды в нефтеносном пласте и для обеспечения такого же уровня вязкости как у нефти в пласте может быть осуществлено согласно традиционным методам, которые известны специалистам в этой области техники. Один из таких методов описан в опубликованном документе WO 2011/090921. Оптимизация солености воды может быть осуществлена согласно традиционным методам, которые известны специалистам в этой области техники, например, концентрация солей может быть снижена путем ионной фильтрации с использованием одного или нескольких мембранных блоков нанофильтрации, одного или нескольких мембранных блоков обратного осмоса и/или одного или нескольких мембранных блоков прямого осмоса; концентрация солей может быть повышена путем добавления одной или нескольких солей, предпочтительно NaCl, к воде; концентрация солей может быть снижена путем ионного обмена с помощью ионообменного материала, который выделяет ионы водорода и гидроксида в обмен на ионы в воде, причем концентрация солей может быть повышена или снижена путем смешивания образующихся проникающих и удерживаемых продуктов ионной фильтрации, чтобы обеспечить оптимальную степень минерализации.

Кроме того, композиция для извлечения нефти может содержать соразтворитель, смешивающийся с водой, где соразтворитель может быть низкомолекулярным спиртом, включая, но без ограничения указанным, метанол, этанол, пропанол, изобутиловый спирт, вторичный бутиловый спирт, н-бутиловый спирт, трет-бутиловый спирт, или гликоль, включая, но без ограничения указанным, этиленгликоль, 1,3-пропандиол, 1,2-пропандиол, бутиловый эфир диэтиленгликоля, бутиловый эфир триэтиленгликоля, или сульфосукцинат, включая, но без ограничения указанным, дигексилсульфосукцинат натрия. Соразтворитель может быть использован с целью регулирования минерализации композиции флюида для извлечения нефти, чтобы оптимизировать минерализацию флюида для максимального снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте и, необязательно, для того, чтобы обеспечить предотвращение образования вязкой эмульсии при осуществлении процесса EOR. При наличии соразтворителя он может составлять от 100 до 50000 м.д. или от 500 до 5000 м.д. в композиции для извлечения нефти. Соразтворитель может отсутствовать в композиции для извлечения нефти, и состав композиции для извлечения нефти может не содержать соразтворитель.

Композиция для извлечения нефти дополнительно содержит аммиак, причем аммиак может взаимодействовать с нефтью в пласте, с образованием мыла, которое эффективно снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой в пласте. Кроме того, аммиак может снижать адсорбцию поверхностно-активного вещества на поверхности коллекторской породы. Жидкий аммиак может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи, с образованием композиции повышенной нефтеотдачи, в которой жидкий аммиак может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи: 1) до введения композиции повышенной нефтеотдачи в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или несколько компонентов композиции повышенной нефтеотдачи были индивидуально введены в пласт, или 3) одновременно с введением одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи в пласт, но отдельно по меньшей мере от одного из компонентов. Жидкий аммиак, смешанный с другими компонентами композиции для извлечения нефти с образованием композиции для извлечения нефти, используемой в способе и системе ASP EOR настоящего изобретения, и с образованием композиции настоящего изобретения, может быть жидким аммиаком, содержащим самое большее 10 мас.% воды, или самое большее 5 мас.% воды, или самое большее 1 мас.% воды и по меньшей мере 90 мас.% аммиака. Более предпочтительно, жидкий аммиак представляет собой безводный жидкий аммиак для того, чтобы минимизировать требования к пространству и массе для хранения и применения жидкого аммиака в способе и системе ASP EOR настоящего изобретения.

Композиция для извлечения нефти дополнительно содержит карбонат щелочного металла или бикарбонат щелочного металла, где карбонат или бикарбонат щелочного металла могут быть эффективными для образования осадков с катионами кальция, встречающимися в нефтеносном пласте, под действием композиции для извлечения нефти. Кроме того, карбонат или бикарбонат щелочного металла может взаимодействовать с нефтью в пласте с образованием мыла, которое эффективно снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой в пласте. Предпочтительно карбонат или бикарбонат щелочного металла выбирают из группы, состоящей из карбоната натрия, бикарбоната натрия, карбоната калия, бикарбоната калия и их смесей, и наиболее предпочтительным является карбонат натрия. Карбонат или бикарбонат щелочного металла, или водный раствор карбоната или бикарбоната щелочного металла, может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи с образованием композиции повышенной нефтеотдачи, в которой карбонат или бикарбонат щелочного металла или водный раствор карбоната или бикарбоната щелочного металла могут смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи: 1) до введения композиции повышенной нефтеотдачи в нефтеносный пласт, или 2) после индивидуального введения в пласт одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи, или 3) одновременно с введением одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи в пласт, но отдельно по меньшей мере от одного из ком-

понентов.

Жидкий аммиак и карбонат или бикарбонат щелочного металла смешиваются с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или находятся в композиции для извлечения нефти, в количестве, которое обеспечивает значение pH композиции для извлечения нефти по меньшей мере 10. Жидкий аммиак смешивается с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или аммиак, находящийся в композиции для извлечения нефти, может обеспечить относительно высокую, стабилизированную буфером щелочность композиции для извлечения нефти, благодаря постоянной диссоциации аммиака, давая возможность композиции для извлечения нефти иметь относительно низкое, но эффективное значение pH в щелочном растворе, используемом в ASP процесса EOR. Кроме того, карбонат или бикарбонат щелочного металла может обеспечить относительно высокую буферную щелочность в композиции для извлечения нефти. Относительно низкое щелочное значение pH в ASP композиции для извлечения нефти (например, от pH 9 до 12) может быть желательным для использования в некоторых нефтеносных пластах, чтобы предотвратить растворение минералов пласта за счет сильной щелочности (т.е. pH >12), например, пластов песчаника, содержащих значительное количество силикатного кварца. Более того, относительно высокая буферная щелочность композиции для извлечения нефти, обеспечиваемая наличием аммиака и карбоната или бикарбоната щелочного металла, может сокращать необходимое время и требуемое количество композиции для извлечения нефти для того, чтобы извлекаемая нефть прорвалась из нагнетательной скважины в эксплуатационную скважину в процессе ASP EOR настоящего изобретения: щелочи, которые не имеют высокой буферности, взаимодействуют с пластом, что увеличивает количество композиции для извлечения нефти и время, необходимое композиции для извлечения нефти, для прорыва из нагнетательной скважины в эксплуатационную скважину.

Предпочтительно жидкий аммиак и карбонат или бикарбонат щелочного металла смешиваются с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или находятся в композиции для извлечения нефти в количестве, которое достаточно для придания композиции для извлечения нефти начального значения pH от 10 до 12. Жидкий аммиак может смешиваться с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или может присутствовать в композиции для извлечения нефти в количестве, обеспечивающем концентрацию аммиака в композиции для извлечения нефти от 0,01 до 2 М (моль/л), или от 0,1 до 1 М, или в количестве, которое составляет от 0,01 до 5 мас.% или от 0,1 до 2 мас.%, от всей объединенной массы поверхностно-активного вещества, полимера, карбоната или бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды в композиции для извлечения нефти.

Карбонат или бикарбонат щелочного металла может смешиваться с другими компонентами композиции для извлечения нефти или может присутствовать в композиции для извлечения нефти в количестве, которое достаточно для придания композиции для извлечения нефти начального значения pH от 10 до 12 в комбинации с жидким аммиаком. Карбонат или бикарбонат щелочного металла может присутствовать в композиции для извлечения нефти в количестве, по меньшей мере, достаточном для осаждения значительного количества катионов кальция, мгновенно контактирующих с композицией 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 практически всех, или 100% катионов кальция, при мгновенном контактировании с композицией для извлечения нефти в пласте. Предпочтительно количество карбоната или бикарбоната щелочного металла, смешанного с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или присутствующее в композиции для извлечения нефти, ограничивается количеством, самое большее в 10 раз, или самое большее в 5 раз, или самое большее равное количеству, которое необходимо для осаждения 100% катионов кальция в пласте, которые могут мгновенно контактировать с композицией для извлечения нефти. Количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, смешанное с другими компонентами композиции для извлечения нефти, или присутствующими в композиции для извлечения нефти, может составлять от 0,001 до 2 мас.% или от 0,01 до 1 мас.%, от 0,05 до 0,5 мас.% от всей объединенной массы поверхностно-активного вещества, полимера, карбоната или бикарбоната щелочного металла, жидкого аммиака и воды в композиции для извлечения нефти.

Количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, достаточное для осаждения 100% катионов кальция в пласте, постоянно контактирующее с композицией для извлечения нефти в пласте, можно непосредственно и корректно оценить, если пласт содержит реликтовую воду или солевой раствор пласта, включающий незначительное количество кальция (например, самое большее 200 м.д. кальция), который может осаждаться, когда соли кальция контактируют с карбонатом или бикарбонатом щелочного металла. В варианте осуществления способа настоящего изобретения, если пласт содержит реликтовую воду или солевой раствор пласта, имеющий содержание кальция больше чем 200 м.д., пласт можно обрабатывать смягченным солевым раствором, имеющим содержание кальция самое большее 10 м.д., до контакта с композицией для извлечения нефти, для того чтобы карбонат или бикарбонат щелочного металла незначительно осаждался в виде солей кальция, образовавшихся при контакте с кальцием, содержащимся в растворе в реликтовой воде или солевом растворе пласта.

Когда пласт содержит реликтовую воду или солевой раствор, содержащий незначительное количество кальция, катионы кальция, присутствующие в пласте, которые могут мгновенно контактировать при

извлечении нефти из пласта, в основном расположены в связывающих катионы, ионообменных центрах внутри пласта. Поскольку в пласте присутствует пренебрежимо малое количество многовалентных катионов, имеющих валентность 3 или больше, относительно количества одновалентных и двухвалентных катионов, можно обоснованно определить приблизительную концентрацию катионов кальция в центрах, связывающих катионы, в пласте. Можно определить концентрацию всех одновалентных катионов и всех двухвалентных катионов (в эквивалентах), присутствующих в воде пласта, и можно рассчитать долю ионообменных центров в породе пласта, которые связывают двухвалентные катионы, и которые могут вытесняться композицией для извлечения нефти, согласно уравнениям 1 и 2:

$$(+ +)_r = \frac{(k+2) - \sqrt{k^2 + 4k}}{2} \quad (\text{уравнение 1})$$

$$\text{где } k = \left[\frac{(+)_w^2}{(+ +)_w} \right] * P.V. \quad (\text{уравнение 2})$$

где P.V. представляет собой частичный объем пор, заполненных композицией для извлечения нефти, которая используется для вытеснения нефти из пласта, где нижний индекс (w) указывает ион в воде пласта, и нижний индекс (r) означает центр в породе пласта, занятый ионом, и $(+)_w$ означает концентрацию одновалентных катионов (в эквивалентах) в воде пласта, $(+ +)_w$ означает концентрацию двухвалентных катионов (в эквивалентах) в воде пласта, и $(+ +)_r$ указывает долю ионообменных центров в породе пласта, которые заняты двухвалентными катионами, где

$$(+ +)_r = \frac{(\text{эквиваленты } + +)}{\{(\text{эквиваленты } + +)_r + (\text{эквиваленты } +)_r\}}$$

Долю ионообменных центров в породе пласта, занятых катионами кальция ($(Ca^{2+})_r$) и которые могут быть вытеснены композицией для извлечения нефти, можно рассчитать путем измерения концентрации ионов кальция в воде пласта, определяя отношение концентрации ионов кальция в воде пласта к общей концентрации двухвалентных катионов в воде пласта и умножая вычисленную долю ионообменных центров в породе пласта, которая вытесняется под действием композиции для извлечения нефти, которая связывает двухвалентные катионы, на рассчитанное отношение катионов кальция в воде пласта к сумме двухвалентных катионов в воде пласта, как показано в уравнении (3)

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

Концентрацию катионов кальция в объеме пласта можно определить путем измерения плотности гранул, пористости и катионообменной емкости (КОЕ) пласта, расчета объема пористого пространства в породе пласта согласно уравнению (4)

$$V_{\text{пространства пор на 100 г породы пласта}} = \frac{(100 \text{ г / плотность гранул}) * (\text{пористость})}{1 - \text{пористость}} \quad (\text{уравнение 4}),$$

расчета катионообменной емкости пласта на объем пласта согласно уравнению (5)

$$КОЕ_{\text{на объем пласта (мг-экв / мл пространства пор)}} = \frac{КОЕ_{\text{пласта (мг-экв / 100 г)}}}{V_{\text{пространства пор на 100 г породы пласта}}}, \quad (\text{уравнение 5})$$

и расчета концентрации катионов кальция (в мг-эквивалентах) на объем пласта согласно уравнению (6):

$$[Ca^{2+}]_{\text{на объем пласта (мг-экв/мл)}} = КОЕ_{\text{на объем пласта}} * (Ca^{2+})_r \quad (\text{доля } Ca^{2+} \text{ в ионообменных центрах породы пласта}) \quad (\text{уравнение 6}).$$

Концентрацию карбоната щелочного металла в мг-эквивалентах на 1 мл композиции для извлечения нефти, содержащей 1 мас.% карбоната щелочного металла в растворе, можно рассчитать согласно уравнению (7), принимая, что композиция для извлечения нефти имеет плотность около 1 (хорошее приближение для разбавленных водных растворов):

$$[\text{Щелочной карбонат}]_{\text{на объем композиции для извлечения нефти (мг - экв / мл)}} = \frac{2 * [1 \text{ мас.}\% \text{ композиции щелочного карбоната} * 10]}{\text{Молекулярная масса щелочного карбоната}} \quad (\text{уравнение 7}).$$

Затем можно рассчитать приблизительное количество карбоната щелочного металла (мас.%) в композиции для извлечения нефти, необходимое для осаждения всего кальция в пласте в объеме, вытесняемом композицией для извлечения нефти, на основе частичного объема пор (P.V.), заполненного композицией для извлечения нефти путем вытеснения из пласта, и концентрации ионов кальция в объеме пласта (мг-экв), и концентрации карбоната щелочного металла при 1% концентрации (мг-экв) на объем композиции для извлечения нефти согласно уравнению (8):

$$\text{Карбонат щелочного металла, необходимый в композиции для извлечения нефти (мас.\%)} = \frac{[Ca^{2+}]_{\text{на объем пласта}}}{[1 \text{ мас.}\% \text{ Щелочного карбоната}]_{\text{на объем композиции для извлечения нефти}} * P.V. \text{ композиции для извлечения нефти}} \quad (\text{уравнение 8})$$

Кроме того, композиция для извлечения нефти содержит поверхностно-активное вещество, которое может быть любым поверхностно-активным веществом, эффективно снижающим поверхностное натяжение между нефтью и водой в нефтеносном пласте, таким образом, нефть становится подвижной для добычи из пласта. Поверхностно-активное вещество может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи с образованием композиции повышенной нефтеотдачи, причем поверхностно-активное вещество может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи: 1) до введения композиции повышенной нефтеотдачи в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или несколько компонентов композиции повышенной нефтеотдачи индивидуально вводятся в пласт, или 3) одновременно с введением одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи внутрь пласта, но отдельно по меньшей мере от одного из компонентов. Композиция для извлечения нефти может содержать одно или несколько поверхностно-активных веществ. Указанное поверхностно-активное вещество может быть анионным поверхностно-активным веществом. Анионное поверхностно-активное вещество может быть соединением, содержащим сульфат, соединением, содержащим сульфат, карбоксилатным соединением, фосфатным соединением или их смесью.

Анионное поверхностно-активное вещество может быть альфа-олефиновым сульфонатным соединением, внутренне олефиновым сульфонатным соединением, разветвленным алкилбензолным сульфонатным соединением, пропиленоксид-сульфатным соединением, этиленоксид-сульфатным соединением, пропиленоксид-этиленоксид сульфатным соединением, или их смесью. Анионное поверхностно-активное вещество может быть поверхностно-активным веществом, которое образует нерастворимую в воде соль кальция в присутствии катионов кальция. Анионное поверхностно-активное вещество может быть стабильным при температуре от 50 до 90°C или от 60 до 75°C. Анионное поверхностно-активное вещество может содержать от 12 до 28 атомов углерода или от 12 до 20 атомов углерода. Указанное поверхностно-активное вещество композиции для извлечения нефти может содержать внутренне олефиновое сульфонатное соединение, включающее от 15 до 18 атомов углерода или пропиленоксид-сульфатное соединение, включающее от 12 до 15 атомов углерода, или их смесь, причем смесь содержит пропиленоксид-сульфатное соединение в соотношении к внутренне олефиновому сульфонатному соединению от 1:1 до 10:1.

Композиция для извлечения нефти может содержать эффективное количество поверхностно-активного вещества для снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте, и таким образом, нефть становится подвижной для добычи из пласта. Пласт для извлечения нефти может содержать от 0,05 до 5 мас.% поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ либо может содержать от 0,1 до 3 мас.% поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ.

Композиция для извлечения нефти дополнительно содержит полимер, где полимер может обеспечить вязкость композиции для извлечения нефти такого же порядка величины, как вязкость нефти в условиях температуры пласта, так что композиция для извлечения нефти может перемещать подвижную нефть от края до края пласта для добычи из пласта с минимальным образованием языков нефти внутри композиции для извлечения нефти и/или образованием языков для извлечения нефти внутри нефти. Полимер может находиться в водном растворе или водной дисперсии до смешивания с образованием композиции повышенной нефтеотдачи. Полимер может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи с образованием композиции повышенной нефтеотдачи, причем полимер может смешиваться с другими компонентами композиции повышенной нефтеотдачи: 1) до введения композиции повышенной нефтеотдачи в нефтеносный пласт, или 2) после того, как один или несколько компонентов композиции повышенной нефтеотдачи индивидуально вводятся в пласт, или 3) одновременно с введением одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи внутрь пласта, но отдельно по меньшей мере от одного из компонентов.

Композиция для извлечения нефти может содержать полимер, который выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов, частично гидролизованных полиакриламидов, полиакрилатов, этиленовых сополимеров, биополимеров, карбоксиметилцеллюлозы, поливиниловых спиртов, полистироловых сульфонов, поливинилпирролидонов, AMPS (2-акриламидметилпропан сульфат), и их комбинаций. Примеры этиленовых сополимеров включают сополимеры акриловой кислоты и акриламида, акриловой кислоты и лауриакрилата, и лауриакрилата и акриламида. Примеры биополимеров включают ксантановую смолу и гуаровую смолу.

Количество полимера в композиции для извлечения нефти должно быть достаточным, чтобы обеспечить вязкость композиции для извлечения нефти, достаточной для перемещения нефти по нефтеносному пласту с минимальным образованием языков подвижной нефти внутри композиции для извлечения нефти и необязательно с минимальным образованием языков композиции для извлечения нефти внутри подвижной нефти. Количество полимера в композиции для извлечения нефти может быть достаточным, чтобы обеспечить динамическую вязкость композиции для извлечения нефти при температуре пласта такого же порядка величин, или менее предпочтительно, больше по порядку величины, что и динамическая вязкость нефти в нефтеносном пласте при температуре пласта, для того чтобы композиция для извлечения нефти могла проталкивать нефть через пласт. В предпочтительном варианте осуществления,

композиция для извлечения нефти может иметь динамическую вязкость в пределах 400%, или 300%, или в пределах 200% от динамической вязкости нефти в нефтеносном пласте при изотермическом измерении. Количество полимера в композиции для извлечения нефти может быть достаточным, чтобы обеспечить композиции для извлечения нефти значением динамической вязкости 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 до 10000 м.д., или от 500 до 5000 м.д., или от 1000 до 2500 м.д.

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

В одном аспекте настоящее изобретение относится к составу композиции для извлечения нефти, которая содержит воду, аммиак, карбонат и/или бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер. Вода, аммиак, карбонат и/или бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут быть такими, как описано выше. Состав композиции для извлечения нефти может содержать жидкий аммиак, включающий самое большее 10 мас.% воды, предпочтительно безводный жидкий аммиак, в эффективном количестве для того, чтобы обеспечить в композиции для извлечения нефти начальное значение pH от 10 до 12, или аммиака в концентрации от 0,01M до 2 M, или от 0,01 до 5 мас.% аммиака; от 0,001 до 2 мас.%, или от 0,01 до 1 мас.%, или от 0,05 до 0,5 мас.% карбоната и/или бикарбоната щелочного металла; от 0,05 до 5 мас.%, или от 0,1 до 3 мас.% поверхностно-активного вещества или комбинации поверхностно-активных веществ; и от 200 до 10000 м.д., или от 500 до 5000 м.д., или от 1000 до 2500 м.д. полимера или комбинации полимеров.

В способе настоящего изобретения композицию для извлечения нефти (или компоненты композиции для извлечения нефти) вводят в нефтеносный пласт, причем система настоящего изобретения включает нефтеносный пласт. Нефтеносный пласт содержит нефть, которая может быть отделена и добыта из пласта после контактирования и смешивания с композицией для извлечения нефти. Нефть в нефтеносном пласте может иметь общее кислотное число (ОКЧ), выраженное в миллиграммах КОН на 1 г образца по меньшей мере 0,1, или по меньшей мере 0,3, или по меньшей мере 0,5, причем ОКЧ нефти можно определить согласно стандартному методу ASTM D664. Нефти, имеющие ОКЧ по меньшей мере 0,1, содержат значительное количество кислотных фрагментов, которые могут взаимодействовать с аммиаком и/или карбонатом, или бикарбонатом щелочного металла с образованием мыла при обработке композиций для извлечения нефти, содержащей аммиак и карбонат и/или бикарбонат щелочного металла, таким образом, снижается поверхностное натяжение между нефтью и водой в пласте, и нефть становится подвижной для добычи из пласта.

Нефть, находящаяся в нефтеносном пласте, может быть легкой нефтью или нефтью с промежуточным удельным весом, содержащей меньше чем 25 мас.%, или меньше чем 20 мас.%, или меньше чем 15 мас.%, или меньше чем 10 мас.%, или меньше чем 5 мас.% углеводородов, имеющей температуру кипения по меньшей мере 538°C (1000°F) и обладающей удельным весом в градусах API, найденным в соответствии со стандартным методом 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, содержащей больше чем 25 мас.% углеводородов, имеющей температуру кипения по меньшей мере 538°C и обладающей удельным весом в градусах API меньше чем 20°.

Нефть, находящаяся в нефтеносном пласте, может иметь динамическую вязкость в условиях пласта (в частности, в диапазоне температур внутри 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, находящаяся в нефтеносном пласте, может иметь динамическую вязкость в температурных условиях от 0,4 до 10000000 мПа·с (от 0,4 до 10000000 сП).

Нефтеносный пласт может быть подземным пластом. Подземный пласт может содержать один или несколько пористых материалов матрицы, которые выбирают из группы, состоящей из пористой минеральной матрицы, пористой горной матрицы, и комбинации пористой минеральной матрицы и пористой горной матрицы, где пористый материал матрицы может быть расположен ниже перекрывающей породы, на глубине в диапазоне от 50 до 6000 м, или от 100 до 4000 м, или от 200 до 2000 м ниже земной поверхности.

Подземный пласт может быть подводным подземным пластом. Способ и система настоящего изобретения может быть приспособлен для извлечения нефти из нефтеносного подводного подземного пласта с использованием морской платформы для извлечения нефти.

Пористый материал матрицы может быть уплотненным матричным материалом, в котором по меньшей мере, большая часть и предпочтительно практически вся горная порода и/или минерал, которые образуют матричный материал, являются уплотненными, так что горная порода и/или минерал образуют

массу, в которой практически вся горная порода и/или минерал являются неподвижными, когда через них проходят нефть, композиция для извлечения нефти, вода или другой флюид. Предпочтительно по меньшей мере 95 мас.%, или по меньшей мере 97 мас.%, или по меньшей мере 99 мас.% горной породы и/или минерала являются неподвижными, когда через них проходят нефть, композиция для извлечения нефти, вода или другой флюид, так что любое количество горной породы или минерального материала перемещенное при прохождении нефти, композиции для извлечения нефти, воды или другого флюида, является недостаточным, чтобы сделать пласт непроницаемым для потока композиции для извлечения нефти, нефти, воды или другого флюида через пласт. Пористый материал матрицы может быть неуплотнённым матричным материалом, в котором, по меньшей мере, большинство, или практически вся, горная порода и/или минерал, которые образуют матричный материал, является неуплотнённой. Пласт может иметь проницаемость от 0,0001 до 15 Дарси или от 0,001 до 1 Дарси. Горная порода и/или минеральный пористый материал матрицы в пласте могут содержать песчаник и/или карбонат, который выбирают из доломита, известняка и их смесей, где известняк может быть микрокристаллическим или кристаллическим известняком и/или мелом. Горная порода и/или минеральный пористый материал матрицы в пласте могут содержать значительное количество силикатного кварца, поскольку щелочность композиции на основе аммиака для извлечения нефти может быть достаточно низкой, чтобы предотвратить растворение силикатного кварца.

Нефть в нефтеносном пласте может быть расположена в порах внутри пористого материала матрицы пласта. Нефть в нефтеносном пласте может быть связанной в порах пористого материала матрицы пласта, например, под действием капиллярных сил, за счет взаимодействия нефти с поверхностью пор, за счет вязкости нефти, или под действием поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте.

Нефтеносный пласт также может содержать воду, которая может быть расположена в порах внутри пористого материала матрицы. Вода в пласте может быть реликтовой водой, водой из вторичного или третичного процесса извлечения нефти путем заводнения или их смесью. Вода в нефтеносном пласте может находиться в пласте с целью иммобилизации нефти внутри пор. Контакт композиции для извлечения нефти с водой и нефтью в пласте может сделать подвижной нефть в пласте для добычи и извлечения из пласта путем высвобождения по меньшей мере части нефти из пор внутри пласта за счет снижения поверхностного натяжения между водой и нефтью в пласте.

В некоторых вариантах осуществления нефтеносный пласт может содержать неуплотнённый песок и воду. Нефтеносным пластом может быть пласт битуминозного песка. В некоторых вариантах осуществления нефть может составлять приблизительно между 1 и 16 мас.% от смеси нефти/песка/воды, песок может составлять приблизительно между 80 и 85 мас.% от смеси нефти/песка/воды, и вода может составлять приблизительно между 1 и 16 мас.% от смеси нефти/песка/воды. Песок может быть покрыт слоем воды, причем нефть находится в пустом пространстве вокруг смоченных гранул песка. Необязательно, нефтеносный пласт также может включать газ, например, такой как метан или воздух.

Нефтеносный пласт может содержать катионы кальция, и/или соединения или соли кальция, в которых катионы кальция могут быть замещены. Катионы кальция, и/или соединения или соли кальция, в которых катионы кальция могут быть замещены, могут присутствовать в реликтовой воде внутри пласта. Катионы кальция могут присутствовать в реликтовой воде в концентрации от 10 до 30000 м.д. Катионы кальция, и/или соединения или соли кальция, в которых катионы кальция могут быть замещены, могут присутствовать в пористом материале матрицы в пласте, как описано выше.

Обратимся теперь к фиг. 1, где показана система 200 настоящего изобретения практического осуществления способа настоящего изобретения. Система включает первую скважину 201 и вторую скважину 203 простирающиеся внутрь нефтеносного пласта 205, такого как описано выше. Нефтеносный пласт 205 может состоять из одной или нескольких частей пласта 207, 209 и 211, сформировавшихся из пористых материалов матрицы, такой как описано выше, расположенных ниже перекрывающей породы 213. Нефтеносный пласт 205 может быть подводным пластом, где первая скважина 201 и вторая скважина 203 могут распространяться из одной или нескольких морских платформ 215, расположенных на поверхности моря 217, выше нефтеносного пласта 205.

В варианте осуществления система включает композицию для извлечения нефти, содержащую воду, как описано выше, аммиак, как описано выше, карбонат или бикарбонат щелочного металла, как описано выше, поверхностно-активное вещество, как описано выше, и полимер, как описано выше. Минерализация композиции для извлечения нефти может быть подобрана и/или отрегулирована с целью оптимизации способности снижать поверхностное натяжение с нефтью поверхностно-активного вещества, и/или аммиака, и/или карбоната, или бикарбоната щелочного металла в композиции для извлечения нефти из нефтеносного пласта, и/или для оптимизации вязкости композиции для извлечения нефти, как описано выше. Композиция для извлечения нефти может подаваться из складского сооружения 219 композиции для извлечения нефти, функционально соединенные по флюиду с первой установкой 221 закачивания/добычи с помощью трубопровода 223. Первая установка 221 закачивания/добычи может быть функционально соединена по флюиду с первой скважиной 201, которая может быть расположена, распространяясь от первой установки 221 закачивания/добычи в нефтеносный пласт 205. Композиция для извлечения нефти может протекать из первой установки 221 закачивания/добычи через первую скважину

201, чтобы вводиться в пласт 205, например, в часть пласта 209, где первая установка 221 закачивания/добычи и первая скважина, или сама первая скважина, включает в себя механизм для введения композиции для извлечения нефти внутрь пласта. В качестве альтернативы, композиция для извлечения нефти может протекать из складского сооружения 219 композиции для извлечения нефти непосредственно в первую скважину 201 для закачивания в пласт 205, причем первая скважина может содержать механизм для введения композиции для извлечения нефти внутрь пласта. Механизм для введения композиции для извлечения нефти внутрь пласта 205 с помощью первой скважины 201 (расположенный в первой установке 221 закачивания/добычи, в первой скважине 201, или и там и там) может включать в себя насос 225 для подачи композиции для извлечения нефти в перфорации или отверстия в первой скважине, через которые в пласт может быть введена композиция для извлечения нефти.

В другом варианте осуществления, показанном на фиг. 2, система может включать отдельные складские сооружения для одного или нескольких компонентов композиции повышенной нефтеотдачи - жидкого аммиака, карбоната или бикарбоната щелочного металла, поверхностно-активного вещества и полимера. Жидкий аммиак может храниться в складском сооружении 227 жидкого аммиака, и может содержать до 10 мас.% воды, или до 5 мас.% воды, или может быть безводным жидким аммиаком. Карбонат или бикарбонат щелочного металла, или в виде водного раствора или как твердый материал, может храниться в складском сооружении 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла. Поверхностно-активное вещество может храниться в складском сооружении 229 поверхностно-активного вещества, и может быть анионным поверхностно-активным веществом, как описано выше. Полимер может храниться в складском сооружении 231 полимера, и может быть полимером, как описано выше.

Вода может подаваться из источника воды, например, морской воды, воды, добытой из пласта, озерной воды, из водоносного слоя, или речной воды, обработанной в устройстве 233 для обработки воды, чтобы установить степень минерализации воды на оптимальном уровне для использования в композиции для извлечения нефти, как описано выше. Устройство для обработки воды может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла с помощью трубопровода 234 с целью обеспечения воды для смешивания с карбонатом или бикарбонатом щелочного металла, в случае необходимости; и/или может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением 229 поверхностно-активного вещества с помощью трубопровода 235 с целью обеспечения воды для смешивания с поверхностно-активным веществом, с образованием раствора поверхностно-активного вещества; и/или может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением 231 для полимера с помощью трубопровода 237 с целью обеспечения воды для смешивания с полимером, с образованием раствора полимера. В качестве альтернативы, карбонат или бикарбонат щелочного металла, хранящийся в складском сооружении 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла, может быть предварительно смешанным водным раствором карбоната или бикарбоната щелочного металла, и/или поверхностно-активное вещество, хранящееся в складском сооружении 229 поверхностно-активного вещества, может быть предварительно смешанным водным раствором поверхностно-активного вещества, и/или полимер, хранящийся в складском сооружении 231 полимера, может быть предварительно смешанным водным раствором полимера.

Жидкий аммиак, карбонат или бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут поступать из складского сооружения 227 жидкого аммиака, складского сооружения 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла, складского сооружения 229 поверхностно-активного вещества, и складского сооружения 231 полимера, соответственно, в складское сооружение 219 композиции для извлечения нефти, в котором жидкий аммиак, карбонат или бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество и полимер могут смешиваться и храниться в виде композиции для извлечения нефти. Складское сооружение 227 жидкого аммиака может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением 219 композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 239; складское сооружение 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 240; складское сооружение 229 поверхностно-активного вещества может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 241; и складское сооружение 231 полимера может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 243. В случае необходимости, вода для композиции для извлечения нефти может поступать из источника, обрабатываться в устройстве 233 для обработки воды, которое может быть функционально соединено по флюиду со складским сооружением 219 композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 245.

Композиция для извлечения нефти может поступать из складского сооружения 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, карбонат или бикарбонат щелочного металла, поверхностно-активное вещество, и полимер могут поступать отдельно из складского сооружения 227 жидкого аммиака, складского сооружения 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла, складского соору-

жения 229 поверхностно-активного вещества, и складского сооружения 231 полимера, соответственно, в первую установку 221 закачивания/добычи или в первую скважину 201 для закачивания в пласт 205. Складское сооружение 227 жидкого аммиака может быть функционально соединено по флюиду с первой установкой 221 закачивания/добычи или с первой скважиной 201 с помощью трубопровода 247; складское сооружение 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла может быть функционально соединено по флюиду или связано для обеспечения потока порошкообразного вещества в первую установку закачивания/добычи или в первую скважину с помощью трубопровода 248, складское сооружение 229 поверхностно-активного вещества может быть функционально соединено по флюиду с первой установкой закачивания/добычи или с первой скважиной с помощью трубопровода 249; и складское сооружение 231 полимера может быть функционально соединено по флюиду с первой установкой закачивания/добычи или с первой скважиной с помощью трубопровода 251. Жидкий аммиак, одно или несколько соединений карбоната или бикарбоната щелочного металла, одно или несколько поверхностно-активных веществ, и/или один или несколько полимеров, и необязательно вода, могут поступать раздельно в первую установку 221 закачивания/добычи или в первую скважину 201, и могут смешиваться в первой установке закачивания/добычи или в первой скважине с образованием композиции для извлечения нефти, которая закачивается внутрь пласта. В качестве альтернативы, жидкий аммиак, одно или несколько соединений карбоната или бикарбоната щелочного металла, одно или несколько поверхностно-активных веществ, и/или один или несколько полимеров, и необязательно дополнительная вода, могут закачиваться внутрь пласта 205 по первой скважине 201, отдельно или в сочетании, при этом образуется не полная композиция для извлечения нефти, причем жидкий аммиак, одно или несколько соединений карбоната или бикарбоната щелочного металла, одно или несколько поверхностно-активных веществ, один или несколько полимеров, и необязательно вода, могут смешиваться с образованием композиции для извлечения нефти внутри пласта, и затем композиция для извлечения нефти, образовавшаяся внутри пласта, может контактировать с нефтью в пласте, делая нефть подвижной для добычи из пласта.

Обратимся теперь к фиг. 1 и 2, где композиция для извлечения нефти может вводиться в пласт 205, например, путем закачивания композиции для извлечения нефти внутрь пласта через первую скважину 201, путем нагнетания композиции для извлечения нефти через первую скважину и внутрь пласта, или путем закачивания компонентов композиции для извлечения нефти через первую скважину внутрь пласта для смешивания внутри пласта 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 изменяться от мгновенного давления внутри пласта вплоть до давления гидравлического разрыва пласта, но не доходя до него. Давление, при котором композиция для извлечения нефти или ее компоненты могут закачиваться в пласт, может изменяться от 20 до 95% или от 40 до 90% давления гидравлического разрыва пласта. В качестве альтернативы, композиция для извлечения нефти или ее компоненты могут закачиваться в пласт под давлением, равным или больше, чем давление гидравлического разрыва пласта.

Объем композиции для извлечения нефти или объединенных компонентов композиции для извлечения нефти, введенных в пласт 205 через первую скважину 201, может изменяться от 0,001 до 5 объемов пор, или от 0,01 до 2 объемов пор, или от 0,1 до 1 объема пор, или от 0,2 до 0,6 объема пор, где термин "объем пор" относится к объему пласта, который может захватываться композицией для извлечения нефти или комбинацией компонентов композиции для извлечения нефти между первой скважиной 201 и второй скважиной 203. Объем пор можно легко определить методами, которые известны специалистам в этой области техники, например, путем исследования на моделях или путем закачивания воды, которая содержит изотопный индикатор, через пласт 205 из первой скважины 201 до второй скважины 203.

Когда композиция для извлечения нефти вводится внутрь пласта 205 или когда компоненты композиции для извлечения нефти индивидуально вводятся в пласт и смешиваются там с образованием композиции для извлечения нефти, композиция для извлечения нефти распространяется внутри пласта, как показано стрелками 253. При введении в пласт 205 или при смешивании компонентов композиции для извлечения нефти внутри пласта с образованием композиции для извлечения нефти, композиция для извлечения нефти контактирует с частью нефти в пласте, образуя смесь. Композиция для извлечения нефти может придать подвижность нефти внутри пласта при контактировании и смешивании с нефтью и водой в пласте. Композиция для извлечения нефти может придать подвижность нефти внутри пласта при контактировании и смешивании с нефтью, например, путем уменьшения капиллярных сил, удерживающих нефть в порах внутри пласта, путем уменьшения смачиваемости поверхности пор в пласте нефтью, за счет уменьшения поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте, и/или за счет образования микроэмульсии с нефтью и водой в пласте.

Подвижная смесь композиции для извлечения нефти, воды и нефти может проталкиваться через пласт 205 от первой скважины 201 до второй скважины 203 за счет дополнительного введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти в пласте. Может быть разработана композиция для извлечения нефти для того чтобы вытеснить подвижную смесь композиции для извлечения нефти и нефть внутри пласта 205 для добычи во второй скважине 203. Как описано выше, композиция для извлечения нефти содержит полимер, причем может быть разработана композиция для

извлечения нефти, содержащая полимер, которая имеет такую же вязкость по порядку величины, что и вязкость нефти в пласте в температурных условиях пласта, чтобы композиция для извлечения нефти могла перемещать подвижную смесь композиции для извлечения нефти, воды и нефти через пласт, в то же время предотвращая образование языков смеси подвижной нефти и композиции для извлечения нефти, благодаря движущейся пробке композиции для извлечения нефти, и предотвращая образование языков движущейся пробки композиции для извлечения нефти, благодаря смеси подвижной нефти и композиции для извлечения нефти.

Нефть может приобрести подвижность для добычи из пласта 205 через вторую скважину 203 за счет введения композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов внутрь пласта, причем подвижная нефть перемещается внутри пласта для добычи из второй скважины, как показано стрелками 255, путем введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти внутри пласта через первую скважину 201. Подвижная нефть для добычи из пласта 205 может включать смесь подвижной нефти/композиции для извлечения нефти. Вода и/или газ также могут приобрести подвижность для добычи из пласта 205 через вторую скважину 203 путем введения композиции для извлечения нефти или ее компонентов внутрь пласта через первую скважину 201.

После введения композиции для извлечения нефти в пласт 205 через первую скважину 201, нефть можно извлекать и добывать из пласта по второй скважине 203. Система настоящего изобретения может включать механизм, расположенный во второй скважине, для извлечения и добычи нефти из пласта 205 после введения внутрь пласта композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти, и может включать механизм, расположенный во второй скважине, для извлечения и добычи композиции для извлечения нефти, воды, и/или газа из пласта после введения композиции для извлечения нефти внутрь пласта. Механизм, расположенный во второй скважине 203, для извлечения и добычи нефти и необязательно для извлечения и добычи композиции для извлечения нефти, воды, и/или газа может включать насос 257, который может быть расположен во второй установке закачивания/добычи 259 и/или внутри второй скважины 203. Насос 257 может отбирать нефть, и необязательно композицию для извлечения нефти, воды, и/или газа из пласта 205 через перфорации во второй скважине 203 для поступления нефти, и необязательно композиции для извлечения нефти, воды и/или газа, во вторую установку 259 закачивания/добычи.

В качестве альтернативы, механизм для извлечения и добычи нефти и необязательно композиции для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта 205 может включать в себя компрессор 261, который может быть расположен во второй установке 259 закачивания/добычи. Компрессор 261 может быть функционально соединен по флюиду с резервуаром 263 для хранения газа с помощью трубопровода 265, и может сжимать газ из газового резервуара для хранения с целью закачивания в пласт 205 через вторую скважину 203. Компрессор может сжимать газ до давления, которое достаточно для запуска добычи нефти и необязательно композицию для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта с помощью второй скважины 203, причем соответствующее давление можно определить традиционными методами, которые известны специалистам в этой области техники. Сжатый газ можно закачивать в пласт из другого положения во второй скважине 203, отличающегося от положения в скважине, в котором нефть и необязательно композиция для извлечения нефти, вода и/или газ добываются из пласта, например, сжатый газ можно закачивать в пласт на участке 207 пласта, в то время 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, воды и/или газа, может извлекаться из пласта 205, как показано стрелками 255, и добываться из второй скважины 203, поступая во вторую установку 259 закачивания/добычи. Нефть может быть отделена от композиции для извлечения нефти, воды и/или газа в аппарате 267 для разделения, расположенном во второй установке 259 закачивания/добычи, который функционально соединен по флюиду с механизмом 257 для извлечения нефти, воды и/или газа из пласта. Аппарат 267 для разделения может представлять собой традиционный газожидкостный сепаратор для отделения газа от нефти, композиции для извлечения нефти, и воды; и традиционный сепаратор углеводородов и воды, который включает аппарат разрушения эмульсии для выделения нефти из воды и водорастворимых компонентов композиции для извлечения нефти.

Произведенная выделенная нефть может поступать из аппарата 267 для разделения второй установки 259 закачивания/добычи в резервуар 269 для хранения нефти, который может быть функционально соединен по флюиду с аппаратом 267 для разделения второй установки закачивания/добычи с помощью трубопровода 271. Выделенный газ (если он имеется) может подаваться из аппарата 267 для разделения второй установки 259 закачивания/добычи в резервуар 263 для хранения газа, который может быть функционально соединен по флюиду с аппаратом 267 для разделения во второй установке 259 закачивания/добычи с помощью трубопровода 273.

В варианте осуществления системы и способа настоящего изобретения первая скважина 201 закачивания композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов в пласт 205, и вторая скважина 203 может быть использована для добычи нефти из пласта, как описано выше для первого периода эксплуатации, причем вторая скважина 203 может быть использована для закачивания композиции для извлечения нефти и/или ее компонентов в пласт 205, чтобы придать подвижность нефти в пласте и перемещать

подвижную нефть внутри пласта в первую скважину, и первая скважина 201 может быть использована для добычи нефти из пласта в течение второго периода эксплуатации, где второй период эксплуатации следует за первым периодом. Вторая установка 259 закачивания/добычи может содержать механизм, такой как насос 275, который может быть функционально соединен по флюиду со складским сооружением 219 композиции для извлечения нефти с помощью трубопровода 277, и который функционально соединен по флюиду со второй скважиной 203, чтобы вводить композицию для извлечения нефти внутрь пласта 205 по второй скважине. В качестве альтернативы, как показано на фиг. 2, механизм 275 может быть функционально соединен по флюиду: со складским сооружением 227 жидкого аммиака с помощью трубопровода 279; со складским сооружением 228 карбоната или бикарбоната щелочного металла с помощью трубопровода 280; со складским сооружением 229 поверхностно-активного вещества с помощью трубопровода 281; и со складским сооружением 231 полимера с помощью трубопровода 283 для введения компонентов композиции для извлечения нефти внутри пласта с помощью второй скважины 203.

Обратимся снова к фиг. 1 и 2, где первая установка 221 закачивания/добычи может содержать механизм, такой как насос 285, или компрессор 287, который функционально соединен по флюиду 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 с помощью первой скважины 201. Кроме того, первая установка 221 закачивания/добычи может включать аппарат 291 для разделения добытой нефти, композиции для извлечения нефти, воды и/или газа. Указанный аппарат 291 для разделения может представлять собой традиционный газожидкостный сепаратор для отделения газа от добытой нефти и воды; и традиционный сепаратор углеводородов и воды для выделения добытой нефти из воды и водорастворимых компонентов композиции для извлечения нефти, где сепаратор углеводородов и воды может включать аппарат разрушения эмульсии. Аппарат 291 для разделения может быть функционально соединен по флюиду: с резервуаром 269 для хранения нефти с помощью трубопровода 293, для хранения добытой нефти в соответствующем резервуаре для хранения; и с резервуаром 263 для хранения газа с помощью трубопровода 295, для хранения добытого газа в соответствующем резервуаре для хранения.

Первая скважина 201 может быть использована для введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти внутрь пласта 205, и вторая скважина 203 может быть использована для добычи нефти из пласта в течение первого периода эксплуатации; затем вторая скважина 203 может быть использована для введения композиции для извлечения нефти или компонентов композиции для извлечения нефти внутрь пласта 205, и первая скважина 201 может быть использована для добычи нефти из пласта в течение второго периода эксплуатации, где первый и второй периоды эксплуатации составляют цикл. Может быть осуществлено множество циклов, которые включают чередование работы первой скважины 201 и второй скважины 203 между введением композиции для извлечения нефти или ее компонентов внутрь пласта 205 и добычей нефти из пласта, где одна скважина служит для введения, а другая является продуктивной скважиной в течение первого периода, и затем скважины переключаются в течение второго периода эксплуатации. Цикл может составлять приблизительно от 12 часов до 1 года, или приблизительно от 3 суток до 6 месяцев, или приблизительно от 5 суток до 3 месяцев.

Обратимся теперь к фиг. 3, где показана группа скважин 300. Группа 300 включает первую группу скважин 302 (обозначены горизонтальными линиями) и вторую группу скважин 304 (обозначены диагональными линиями). В некоторых вариантах осуществления системы и способа настоящего изобретения первая скважина системы и способа, описанная выше, может включать множество первых скважин, изображенных как первая группа скважин 302 в группе 300, и вторая скважина системы и способа, описанная выше, может включать множество вторых скважин, изображенных как вторая группа скважин 304 в группе 300.

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

Каждая скважина во второй группе скважин 304 может находиться на расстоянии по горизонтали 336 от соседней скважины во второй группе скважин 304. Расстояние по горизонтали 336 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 около 100 м. Каждая скважина во второй группе скважин 304 может находиться на расстоянии по вертикали 338 от соседней скважины во второй группе скважин 304. 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 около 100 м.

Каждая скважина в первой группе скважин 302 может быть на расстоянии 334 от соседних скважин

во второй группе скважин 304. Каждая скважина во второй группе скважин 304 может быть на расстоянии 334 от соседних скважин в первой группе скважин 302. 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 около 100 м.

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

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

В некоторых вариантах осуществления группа скважин 300 может рассматриваться как горизонтальная проекция, в которой первая группа скважин 302 и вторая группа скважин 304 представляют собой вертикальные скважины, расположенные на участке земли. В некоторых вариантах осуществления группа скважин 300 может рассматриваться как сечение горизонтальной проекции, причем первая группа скважин 302 и вторая группа скважин 304 представляют собой горизонтальные скважины, расположенные внутри пласта.

Обратимся теперь к фиг. 4, где показана группа скважин 400. Группа 400 включает первую группу скважин 402 (обозначены горизонтальными линиями) и вторую группу скважин 404 (обозначены диагональными линиями). Группа 400 может быть группой скважин, которая описана выше в отношении группы 300 на фиг. 3. В некоторых вариантах осуществления системы и способа настоящего изобретения первая скважина системы и способа, описанного выше, может включать множество первых скважин, изображенных как первая группа скважин 402 в группе 400, и вторая скважина системы и способа, описанного выше, может включать множество вторых скважин, изображенных как вторая группа скважин 404 в группе 400.

Композицию для извлечения нефти или ее компоненты можно закачивать в первую группу скважин 402, причем нефть может извлекаться и добываться из второй группы скважин 404. Как показано, композиция для извлечения нефти может иметь профиль закачивания 406, причем нефть может добываться из второй группы скважин 404, имеющих профиль 408 извлечения нефти.

Композицию для извлечения нефти или ее компоненты можно закачивать во вторую группу скважин 404, причем нефть может добываться из первой группы скважин 402. Как показано, композиция для извлечения нефти может иметь профиль закачивания 408, причем нефть может добываться из второй группы скважин 402, имеющих профиль 406 извлечения нефти.

Первая группа скважин 402 может быть использована для закачивания композиции для извлечения нефти или ее компонентов, и вторая группа 404 может быть использована для добычи нефти из пласта в течение первого периода эксплуатации; затем вторая группа скважин 404 может быть использована для закачивания композиции или ее компонентов для извлечения нефти, и первая группа скважин 402 может быть использована для добычи нефти из пласта в течение второго периода эксплуатации, где первый и второй периоды эксплуатации составляют цикл. В некоторых вариантах осуществления может быть осуществлено множество циклов, которые включают чередование работы первой и второй групп скважин 402 и 404 между закачиванием композиции для извлечения нефти или ее компонентов внутрь пласта 205 и добычей нефти из пласта, где одна группа скважин служит для введения, а другая группа является продуктивными скважинами в течение первого периода, и затем скважины переключаются в течение второго периода эксплуатации.

С целью лучшего понимания настоящего изобретения приведены следующие примеры определенных аспектов некоторых вариантов осуществления. Следующие ниже примеры ни в коей мере не следует считать ограничивающими или определяющими объем изобретения.

Примеры

Сравнительный пример 1.

Сравнительный пример проведен с целью демонстрации влияния карбоната натрия на образование средней фазы, типа III, микроэмульсий нефть/вода при различной концентрации солевого раствора, который смешивается с поверхностно-активным веществом и сорастворителем - изобутиловым спиртом.

Как указано выше, средняя фаза, типа III, микроэмульсии нефть/вода обладают очень низким поверхностным натяжением между фазами нефти и воды, и образование таких микроэмульсий в нефтеносном пласте может усилить подвижность нефти для добычи из пласта, благодаря снижению поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте, где степень подвижности может коррелировать со степенью уменьшения поверхностного натяжения. Практически поверхностное натяжение между нефтью и водой, в которой образуется средняя фаза микроэмульсии, типа III, ниже, чем у нефти и воды, в которой образуется мало микроэмульсии (или микроэмульсия отсутствует), а также значительно меньше, чем поверхностное натяжение между нефтью и водой, в которой образуется нижняя фаза микроэмульсии, типа I (где микроэмульсия представляет собой микроэмульсию масло-в-воде, находящуюся в нижней водной фазе, причем почти чистая нефть - в верхней фазе) или в которой образуется верхняя фаза микроэмульсии, типа II (где микроэмульсия представляет собой микроэмульсию вода-в-масле, находящуюся в

верхней масляной фазе, и почти чистая вода в нижней фазе). Поверхностное натяжение водной системы поверхностно-активного вещества можно легко оценить, измеряя объемы фаз, которые образуются из нефти и солевого раствора при равновесии. На очень низкое поверхностное натяжение указывает образование третьей фазы микроэмульсии (типа III), которая находится между нефтяной фазой и водной фазой.

Щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти готовят путем смешивания карбоната натрия, поверхностно-активного вещества (продукт PETROSTEP A-1™, промышленно доступный на фирме Stepan Company), изобутилового спирта и деионизированной воды. Этот раствор содержит 1,5 мас.% карбоната натрия, 0,75 мас.% поверхностно-активного вещества и 1 мас.% изобутилового спирта, вода составляет остальную часть раствора. Получают 10 образцов, содержащих 10 мл указанного раствора в пробирках объемом 20 мл. К девяти образцам добавляют хлорид натрия, причем количество хлорида натрия в образцах указано в табл. 1.

Таблица 1

№ образца	NaCl (масс.%)
1	0
2	0,1
3	0,2
4	0,3
5	0,4
6	0,5
7	0,6
8	0,7
9	0,8
10	0,9

К каждому образцу после растворения хлорида натрия в растворе добавляют 10 мл нефти. Затем образцы встряхивают и затем выдерживают при 70°C в течение 1 ч. Затем образцы снова встряхивают и потом доводят до равновесия. После достижения равновесия образцы исследуют визуально, чтобы определить фазовое поведение образцов. Образцы 5-7 содержат явно видимые микроэмульсии средней фазы (типа III). На фиг. 5 показаны фотографии образцов после достижения равновесия. Следовательно, продемонстрировано, что раствор для извлечения нефти, содержащий карбонат натрия и поверхностно-активное вещество, образует микроэмульсии средней фазы при подходящей концентрации солевого раствора и может быть полезным для увеличения степени извлечения нефти из соответствующего нефтеносного пласта за счет снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте, и таким образом, нефть становится подвижной для извлечения.

Сравнительный пример 2.

Сравнительный пример проведен с целью демонстрации влияния гидроксида аммония на образование средней фазы, типа III, микроэмульсий нефть/вода при различной концентрации солевого раствора, который смешивается с поверхностно-активным веществом и соразтворителем - изобутиловым спиртом. Щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти готовят путем смешивания гидроксида аммония, поверхностно-активного вещества (продукт PETROSTEP A-1™), изобутилового спирта и деионизированной воды; раствор содержит 0,5 мас.% гидроксида аммония, 0,5 мас.% поверхностно-активного вещества и 0,5 мас.% изобутилового спирта. Получают 5 образцов, содержащих 10 мл указанного раствора в пробирках объемом 20 мл. К образцам добавляют хлорид натрия, причем количество хлорида натрия в образцах указано в табл. 2.

Таблица 2

№ Образца	NaCl (масс.%)
1	1,25
2	1,50
3	1,75
4	2,00
5	2,25

К каждому образцу после растворения хлорида натрия в растворе добавляют 10 мл нефти. Затем образцы встряхивают и впоследствии выдерживают при 70°C в течение 1 ч. Затем образцы снова встряхивают и потом доводят до равновесия. После достижения равновесия образцы исследуют визуально, чтобы определить фазовое поведение образцов. Образец 3 содержит явно видимые микроэмульсии средней фазы (типа III). На фиг. 6 показаны фотографии образцов после достижения равновесия. Следовательно, продемонстрировано, что раствор для извлечения нефти, содержащий гидроксид аммония и поверхностно-активное вещество, образует микроэмульсии средней фазы при подходящей концентрации солевого раствора и может быть полезным для увеличения степени извлечения нефти из соответствующего нефтеносного пласта за счет снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой в пласте, и таким образом, нефть становится подвижной для извлечения.

Сравнительный пример 3.

Сравнительный пример проведен с целью демонстрации влияния кальция на образование средней фазы, типа III, микроэмульсий нефть/вода при различной концентрации солевого раствора гидроксида аммония, который смешивается с поверхностно-активным веществом и соразтворителем - изобутиловым

спиртом. Повторяют эксперимент, проведенный в сравнительном примере 2, за исключением того, что добавляют 1000 м.д. ионов кальция в виде CaCl_2 (основа раствора для извлечения нефти из гидроксида аммония, поверхностно-активного вещества, изобутилового спирта и деионизированной воды) в раствор для извлечения нефти, вместе с хлоридом натрия.

Визуальное наблюдение показало, что ни один из образцов не содержит видимой микроэмульсии средней фазы; это демонстрирует, что наличие кальция препятствует образованию микроэмульсии средней фазы, когда гидроксид аммония применяется в качестве щелочного компонента щелочной композиции поверхностно-активного вещества для извлечения нефти, и может ингибировать минимизацию поверхностного натяжения между нефтью и водой. На фиг. 7 показаны фотографии образцов после достижения равновесия.

Иллюстративный пример.

Иллюстративный пример проведен с целью демонстрации эффективности щелочного раствора поверхностно-активного вещества, содержащего гидроксид аммония, карбонат натрия, поверхностно-активное вещество, изобутиловый спирт и деионизированную воду, для образования средней фазы, типа III, микроэмульсии нефть/вода, при различной концентрации солевого раствора в присутствии кальция, при смешении с нефтью.

Первый щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти приготовлен путем смешивания карбоната натрия, поверхностно-активного вещества (PETROSTEP A-1™), изобутилового спирта и деионизированной воды. Этот раствор содержит 1,5 мас.% карбоната натрия, 0,75 мас.% поверхностно-активного вещества и 1 мас.% изобутилового спирта. Получают 3 образца, содержащих 10 мл указанного раствора в пробирках объемом 20 мл. К образцам добавляют хлорид натрия, таким образом, чтобы один образец содержал 0,4 мас.% NaCl , и один образец содержал 0,5 мас.% NaCl . К каждому образцу добавляют 1000 м.д. ионов кальция в виде CaCl_2 .

Второй щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти приготовлен путем смешивания гидроксида аммония, поверхностно-активного вещества (PETROSTEP A-1™), изобутилового спирта и деионизированной воды. Указанный раствор содержит 0,5 мас.% гидроксида аммония, 0,75 мас.% поверхностно-активного вещества и 1 мас.% изобутилового спирта. Получают 3 образца, содержащих 10 мл указанного раствора в пробирках объемом 20 мл. К образцам добавляют хлорид натрия, таким образом, чтобы один образец содержал 1,7 мас.% NaCl , один образец содержал 1,9 мас.% NaCl , и один образец содержал 2,1 мас.% NaCl . К каждому образцу добавляют 1000 м.д. ионов кальция в виде CaCl_2 .

Третий щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти приготовлен путем смешивания гидроксида аммония, карбоната натрия, поверхностно-активного вещества (PETROSTEP A-1™), изобутилового спирта и деионизированной воды. Этот раствор содержит 0,4 мас.% гидроксида аммония (меньше, чем второй щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти), 0,4 мас.% карбоната натрия (практически меньше, чем первый щелочной раствор поверхностно-активного вещества для извлечения нефти), 0,75 мас.% поверхностно-активного вещества и 1 мас.% изобутилового спирта. Получают 3 образца, содержащих 10 мл указанного раствора в пробирках объемом 20 мл. К образцам добавляют хлорид натрия, таким образом, чтобы один образец содержал 1,3 мас.% NaCl , один образец содержал 1,5 мас.% NaCl , и один образец содержал 1,7 мас.% NaCl . К каждому образцу добавляют 1000 м.д. ионов кальция в виде CaCl_2 .

К каждому образцу первого, второго и третьего щелочного раствора поверхностно-активного вещества для извлечения нефти добавляют 10 мл нефти, после добавления в раствор хлорида натрия и хлорида кальция. Затем образцы встряхивают и впоследствии выдерживают при 70°C в течение 1 ч. Затем образцы снова встряхивают и потом доводят до равновесия. После достижения равновесия образцы исследуют визуально, чтобы определить фазовое поведение образцов. Вполне определенная микроэмульсия средней фазы наблюдается в третьем растворе щелочного раствора поверхностно-активного вещества для извлечения нефти, содержащем гидроксид аммония, а также карбонат натрия в образце, содержащем 1,5 мас.% NaCl , несмотря на присутствие CaCl_2 в образце; это указывает на то, что щелочной раствор поверхностно-активного вещества, содержащий гидроксид аммония и карбонат натрия, значительно снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой, и может быть полезен для придания подвижности нефти в пласте с целью добычи из пласта при оптимизированных условиях минерализации. Аналогичная микроэмульсия средней фазы наблюдается в первом растворе щелочного раствора поверхностно-активного вещества для извлечения нефти, содержащем карбонат натрия без гидроксида аммония в образце, содержащем 0,4 мас.% NaCl , и микроэмульсия средней фазы не наблюдается ни в одном из образцов второго щелочного раствора поверхностно-активного вещества для извлечения нефти, содержащих гидроксид аммония без карбоната натрия. На фиг. 8 показаны фотографии образцов каждого из щелочных растворов поверхностно-активного вещества после смешивания с CaCl_2 и нефтью с последующим доведением до равновесия.

Этот пример демонстрирует, что микроэмульсия средней фазы может формироваться из нефти и воды с использованием щелочного раствора поверхностно-активного вещества, содержащего гидроксид

аммония и карбонат натрия в качестве щелочных компонентов.

Настоящее изобретение хорошо приспособлено для достижения упомянутых целей и преимуществ, а также того, что связано с ними. Описанные выше конкретные варианты осуществления являются только иллюстративными, так как настоящее изобретение может быть модифицировано и осуществлено практически различными, но эквивалентными способами, которые очевидны специалистам в этой области техники, получившим рекомендации настоящего изобретения. Кроме того, не подразумеваются какие-либо ограничения для элементов конструкции или разработки, показанных в изобретении, кроме того, что описано ниже в формуле изобретения. Хотя система и способ описаны в терминах "содержащий", "состоящий" или "включающий", различные компоненты или стадии, композиции и способы также могут "практически состоять из" или "состоять из" различных компонентов и стадий. Всякий раз, когда указан диапазон числовых значений с нижним пределом и верхним пределом, конкретно раскрывается любое число и любой указанный поддиапазон, попадающий внутри диапазона. В частности, любой диапазон значений (в виде "от а до b" или эквивалентно "от а-b"), указанный в изобретении следует понимать как определение любого числа и диапазона, входящего в состав более широкого диапазона значений. Всякий раз, когда раскрывается область числовых значений, имеющая только конкретный нижний предел, только конкретный верхний предел или конкретный верхний предел и конкретный нижний предел, эта область также включает в себя любую численную величину "около" конкретного нижнего предела и/или конкретного верхнего предела. Кроме того, все термины в формуле изобретения имеют очевидные, обычные значения, если только патентообладатель недвусмысленно и ясно не определяет другое значение.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ извлечения нефти из нефтеносного пласта, который включает смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака с образованием композиции для извлечения нефти; при этом

вычисляют минимальное количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, необходимого для осаждения 100% предполагаемого количества катионов кальция в центрах глинистого минерала в пласте;

ограничивают количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, смешанного с поверхностно-активным веществом, водой, полимером и жидким аммиаком, максимум до величины в 10 раз больше рассчитанного минимального количества карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла;

введение композиции для извлечения нефти в нефтеносный пласт;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью внутри нефтеносного пласта;

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

2. Способ по п.1, в котором количество жидкого аммиака, смешанного с поверхностно-активным веществом, полимером, карбонатом щелочного металла или бикарбонатом щелочного металла и водой, выбирают таким образом, чтобы его содержание составляло от 0,01 до 5 мас.% от общей массы композиции для извлечения нефти, и количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, смешанного с поверхностно-активным веществом, полимером, карбонатом щелочного металла или бикарбонатом щелочного металла и водой, выбирают таким образом, чтобы его содержание составляло от 0,001 до 1 мас.% от общей массы композиции для извлечения нефти.

3. Способ по п.1 или 2, в котором жидкий аммиак представляет собой безводный жидкий аммиак и карбонатом щелочного металла является карбонат натрия.

4. Способ по любому из пп.1-3, в котором поверхностно-активное вещество является анионным поверхностно-активным веществом, которое выбирают из группы, состоящей из альфа-олефинового сульфонатного соединения, внутреннего олефинового сульфонатного соединения, разветвленного алкилбензольного сульфонатного соединения, пропиленоксид-сульфатного соединения, этилен-пропиленоксидного сульфатного соединения или их смеси.

5. Способ по любому из пп.1-4, в котором полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов, частично гидролизированных полиакриламидов, сополимеров акриламида и акриловой кислоты, AMPS (2-акриламидметилпропан сульфоната) и N-винилпирролидона в любых соотношениях, полиакрилатов, этиленовых сополимеров, биополимеров, карбоксиметилцеллюлозы, поливиниловых спиртов, полистироловых сульфонов, поливинилпирролидонов и их комбинаций.

6. Способ по любому из пп.1-5, в котором композиция для извлечения нефти содержит от 0,05 до 5 мас.% поверхностно-активного вещества, от 200 до 10000 м.д. полимера, от 0,01 до 5 мас.% жидкого аммиака и от 0,001 до 1 мас.% карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла.

7. Способ по любому из пп.1-6, в котором нефтеносный пласт является подземным пластом, имеющим ионообменную способность по кальцию по меньшей мере 0,25 мг-экв/100 г и температуру по мень-

шей мере 60°C.

8. Способ по любому из пп.1-6, в котором нефтеносный пласт представляет собой подводный пласт.

9. Способ по любому из пп.1-8, в котором композиция для извлечения нефти имеет динамическую вязкость в диапазоне 50% от динамической вязкости нефти в нефтеносном пласте при изотермическом измерении.

10. Композиция для извлечения нефти, содержащая смесь поверхностно-активного вещества, полимера, жидкого аммиака, воды и карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла.

11. Композиция по п.10, в которой аммиак составляет от 0,01 до 5 мас.% от массы композиции и карбонат щелочного металла или бикарбонат щелочного металла составляет от 0,001 до 1 мас.% от массы композиции.

12. Композиция по п.10 или 11, в которой поверхностно-активное вещество представляет собой анионное поверхностно-активное вещество.

13. Композиция по любому из пп.10-12, в которой полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов, частично гидролизованных полиакриламидов, сополимеров акриламида и акриловой кислоты, AMPS (2-акриламидметилпропан сульфоната) и N-винилпирролидона в любом соотношении, полиакрилатов, этиленовых сополимеров, биополимеров, карбоксиметилцеллюлоз, поливиниловых спиртов, полистироловых сульфонов, поливинилпирролидонов и их комбинаций.

14. Композиция по любому из пп.10-13, которая содержит от 0,05 до 5 мас.% поверхностно-активного вещества, от 200 до 10000 м.д. полимера, от 0,01 до 5 мас.% аммиака и от 0,001 до 1 мас.% карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла.

15. Способ извлечения нефти из нефтеносного пласта, который включает введение поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака внутрь нефтеносного пласта;

смешивание поверхностно-активного вещества, воды, полимера, карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и жидкого аммиака в нефтеносном пласте с образованием композиции для извлечения нефти;

контактирование композиции для извлечения нефти с нефтью в нефтеносном пласте;

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

16. Способ по п.15, в котором количество жидкого аммиака, введенное внутрь пласта, составляет от 0,01 до 5 мас.% от всей объединенной массы жидкого аммиака, воды, поверхностно-активного вещества, карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и полимера, введенной внутрь пласта, и количество карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла, введенное внутрь пласта, составляет от 0,001 до 1 мас.% от всей объединенной массы жидкого аммиака, воды, поверхностно-активного вещества, карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и полимера, введенной внутрь пласта.

17. Способ по п.15 или 16, в котором жидкий аммиак представляет собой жидкий безводный аммиак и карбонат щелочного металла является карбонатом натрия.

18. Способ по любому из пп.15-17, в котором вода имеет общее содержание растворенных твердых веществ от 200 до 100000 м.д.

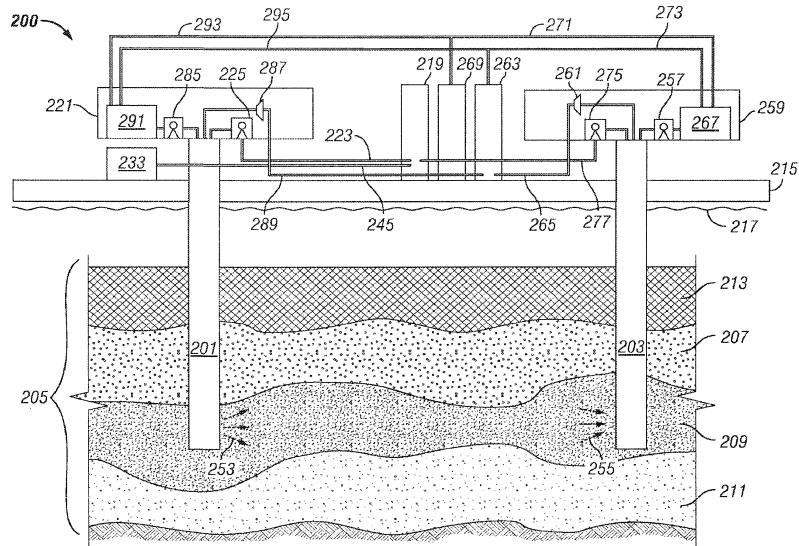
19. Способ по любому из пп.15-18, в котором поверхностно-активное вещество является анионным поверхностно-активным веществом, которое выбирают из группы, состоящей из альфа-олефинового сульфонатного соединения, внутреннего олефинового сульфонатного соединения, разветвленного алкилбензольного сульфонатного соединения, пропиленоксид-сульфатного соединения, этилен-пропиленоксид-сульфатного соединения или их смеси.

20. Способ по любому из пп.15-19, в котором полимер выбирают из группы, состоящей из полиакриламидов, частично гидролизованных полиакриламидов, сополимеров акриламида и акриловой кислоты, AMPS (2-акриламидметилпропан сульфоната) и N-винилпирролидона в любом соотношении, полиакрилатов, этиленовых сополимеров, биополимеров, карбоксиметилцеллюлоз, поливиниловых спиртов, полистироловых сульфонов, поливинилпирролидонов и их комбинаций.

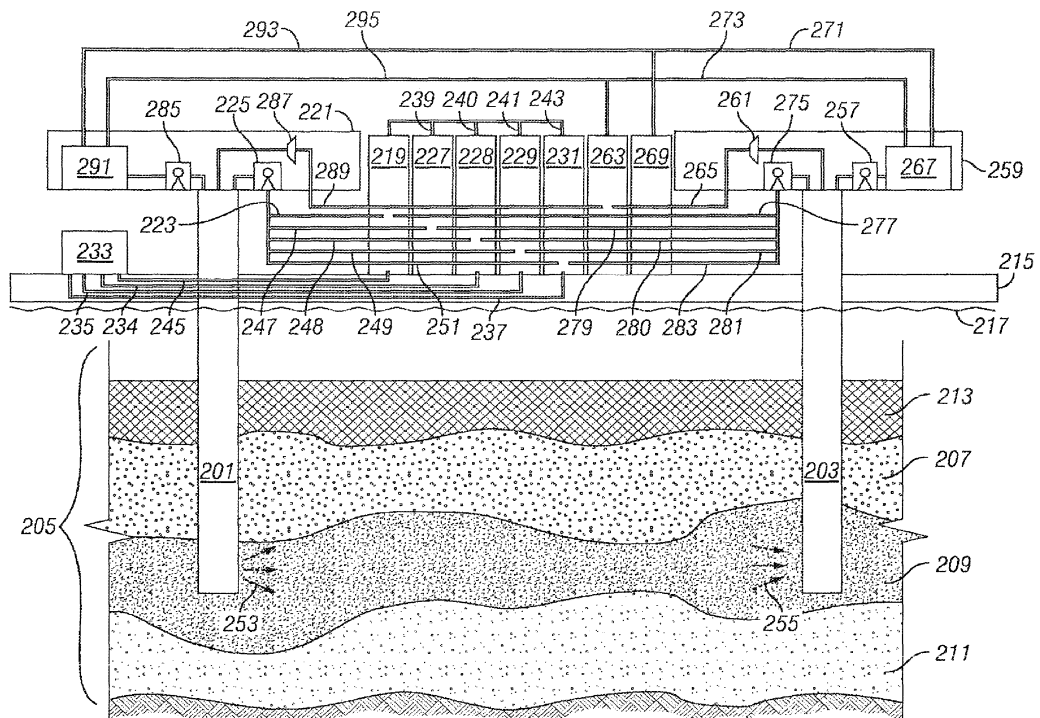
21. Способ по любому из пп.15-20, в котором композиция для извлечения нефти содержит от 0,05 до 5 мас.% поверхностно-активного вещества, от 200 до 10000 м.д. полимера, от 0,001 до 1 мас.% карбоната щелочного металла или бикарбоната щелочного металла и от 0,01 до 5 мас.% жидкого аммиака.

22. Способ по любому из пп.15-21, в котором нефтеносный пласт представляет собой подземный пласт, по меньшей мере часть которого имеет температуру по меньшей мере 60°C.

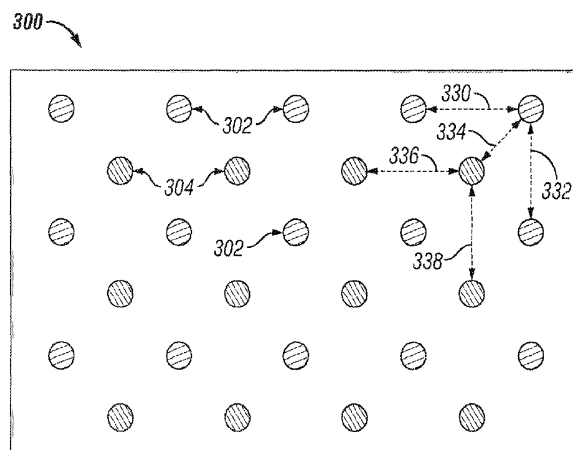
23. Способ по любому из пп.15-21, в котором нефтеносный пласт является подводным пластом.



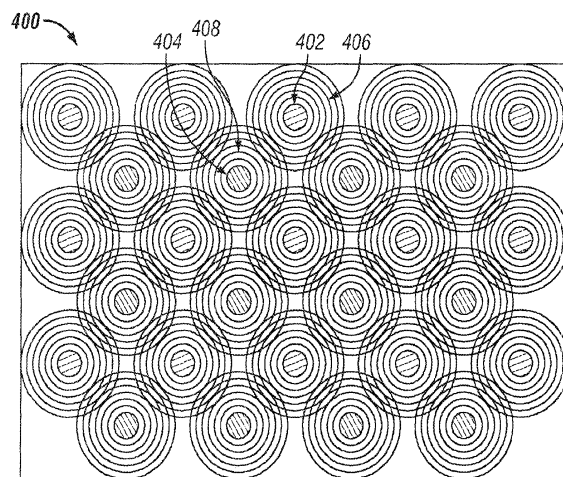
Фиг. 1



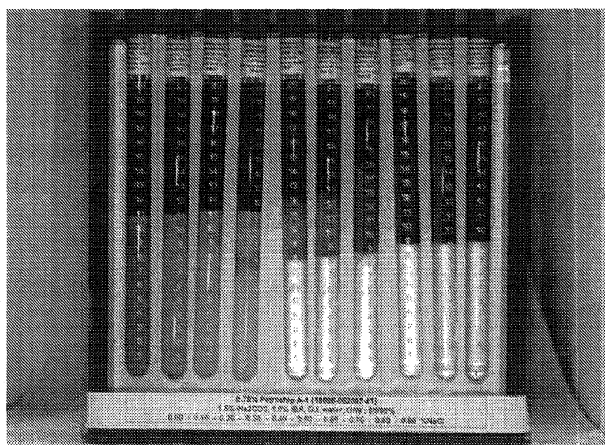
Фиг. 2



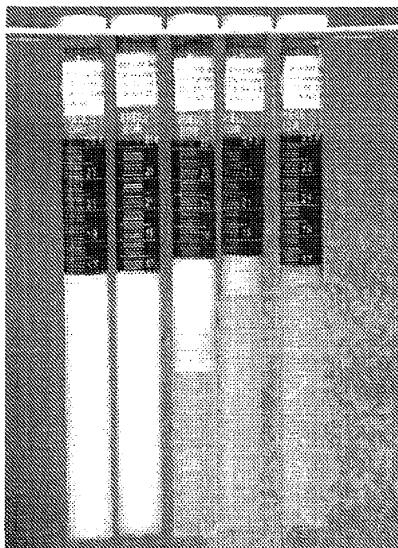
Фиг. 3



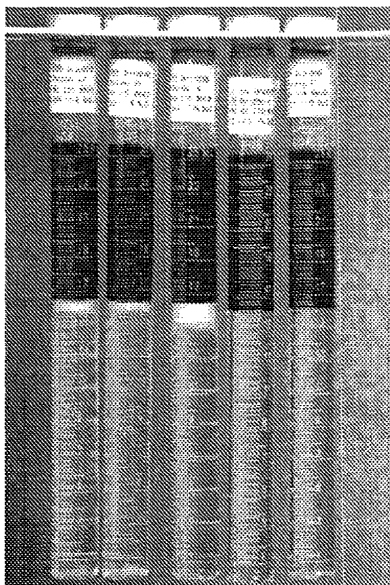
Фиг. 4



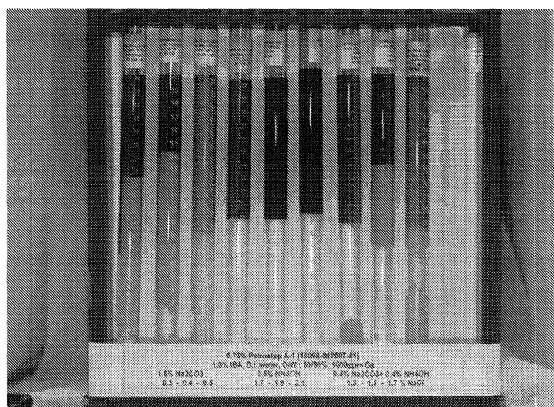
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8

