

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 018191

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2013.06.28

(21) Номер заявки
201000027

(22) Дата подачи заявки
2008.06.26

(51) Int. Cl. C09K 8/592 (2006.01)
C09K 8/582 (2006.01)
C12N 1/00 (2006.01)

(54) СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

(31) 0712395.3

(32) 2007.06.26

(33) GB

(43) 2010.06.30

(86) PCT/GB2008/002209

(87) WO 2009/001098 2008.12.31

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
СТАТОЙЛ АСА (NO)

(72) Изобретатель:
Котлар Ханс Кристиан (NO)

(74) Представитель:
Поликарпов А.В., Борисова Е.Н. (RU)

(56) US-A-5163510
EP-B1-1235974
KR-A-20030071279
KR-A-20020044733

(57) В изобретении предложен способ повышения нефтеотдачи подземного углеводородного пласта, включающий введение в указанный пласт через нагнетательную секцию скважины микроорганизмов, способных разлагать нефть, и извлечение нефти через добычную секцию продуктивной скважины, где указанная нагнетательная секция находится в указанной продуктивной скважине или в нагнетательной скважине и расположена выше или примыкает к указанной добычной секции и где введению микроорганизмов предшествует другая процедура повышения нефтеотдачи.

018191 B1

018191 B1

018191

B1

В изобретении предложены способ повышения нефтеотдачи подземного углеводородного месторождения и композиции для использования в таких способах.

Углеводороды, т.е. газ и различные виды нефти, являются ограниченным ресурсом, следовательно, важно максимизировать количество нефти, извлекаемой из подземных месторождений.

Для месторождений определённого типа, в частности месторождений тяжёлой нефти, в которых нефть содержит большие количества углеводородов с длинной цепью, парафинов, воска, ароматических соединений (в том числе полиароматических углеводородов - ПАУ), терпеноидов, асфальтенов и т.д., нефтеносных песков или сланцевых и битумных пластов, используемые в настоящее время методики дают степень извлечения менее 10 мас.% от общего количества нефти в месторождении. В большой степени это обусловлено тем, что нефть имеет настолько высокую вязкость или же по какой-то другой причине настолько плохо течёт, что лишь малая её часть достигает продуктивных скважин.

В одном из подходов к решению этой проблемы предлагали вводить перегретый пар в нагнетательные скважины над продуктивными скважинами, например, по существу, в горизонтальные секции буровых скважин, где нагнетательная буровая скважина находится над продуктивной буровой скважиной. Повышение температуры, происходящее из-за введения перегретого пара, приводит к понижению вязкости тяжёлой нефти, которая затем под действием силы тяжести легче течёт в продуктивную скважину. Эту процедуру называют гравитационным дренажем под действием пара (SAG-D) или VAPEX.

Ещё один подход к повышению степени извлечения углеводородов представляет собой экстракцию горячим растворителем; в этом подходе нагретый органический растворитель вводят в породу для уменьшения вязкости углеводорода и для улучшения его текучести в породе. Согласно этой методике нагретый растворитель можно вводить в нагнетательную буровую скважину (так же как и при введении пара) или же в продуктивную скважину. Обычно используемый растворитель выбирают из лигроина, дизельного топлива, толуола или других углеводородных фракций. Температура введения обычно находится в интервале от 20 до 400°C, главным образом от 80 до 100°C.

Ещё одна процедура повышения нефтеотдачи представляет собой холодную добычу тяжёлой нефти с песком (CHOPS), в ходе которой происходит затекание песка в продуктивную скважину. Другой способ - это гидравлическое разрушение (гидроразрыв) породы в продуктивной скважине. Дополнительные примеры способов повышения нефтеотдачи в случае тяжёлой нефти, нефтеносных песков, пластов с битуминозной нефтью включают интенсификацию нефтедобычи циклической закачкой пара в пласт (CSS) и повышение текучести под действием пульсирующего давления. Генерация газов в нижней части скважины для повышения давления внизу скважины, а следовательно, затекания нефти в продуктивную скважину может также включать образование пара при прямом контакте и термическое окисление (для получения CO₂ при сгорании углеводородов внизу скважины).

Однако эти методики трудоёмки и вредны для окружающей среды, так что необходимо совершенствовать их и иметь альтернативы.

Заявители обнаружили, что нефтеотдачу можно повысить, если вводить разлагающие тяжёлую нефть микроорганизмы через нагнетательную скважину в горизонт над или примыкающей к отдельной продуктивной скважине или в горизонт продуктивной скважины совместно с другими методиками повышения нефтеотдачи, такими как введение пара, экстракция горячим растворителем, CHOPS, гидроразрыв, CSS и т.д., как описано выше.

Таким образом, с точки зрения одного из аспектов в изобретении описан способ повышения нефтеотдачи подземного углеводородного месторождения, особенно месторождения с тяжёлой нефтью, включающий введение в указанное месторождение через нагнетательную секцию скважины в породе, микроорганизмов, способных разлагать нефть, и извлечение нефти через добычную секцию продуктивной скважины, где указанная нагнетательная секция находится в указанной продуктивной скважине (например, в указанной добычной секции) или в нагнетательной скважине и расположена выше или примыкает к указанной добычной секции, и где введению микроорганизмов предшествует другая процедура повышения нефтеотдачи (такая как закачка пара или горячего растворителя, CHOPS, гидравлическое разрушение и т.д.), особенно предпочтительно через ту же самую секцию для введения, например за 1-150 дней заранее.

Введение микроорганизмов особенно предпочтительно проводить через множество нагнетательных скважин для (каждой) продуктивной скважины, например от 5 до 20 таких нагнетательных скважин, например используя серию нагнетательных скважин малого диаметра, каждая из которых заканчивается (выходит в породу) рядом с выходом в породу продуктивной скважины, т.е. через многоканальные нагнетательные скважины. Это особенно желательно для неглубоких месторождений, т.е. на глубине от 200 до 600 м от поверхности земли. Это схематически отражено на прилагаемых чертежах.

Под укорачиванием цепи молекулы или разложением нефти подразумевают, что микроорганизмы (или смесь микроорганизмов) способны химически модифицировать нефть, что уменьшает вязкость воска или содержание асфальтенов или ароматических соединений в ней, что вызывает более свободное затекание нефти в породу (т.е. скальный грунт, который формирует месторождение). Такая модификация в общем случае включает разложение одного или более компонентов нефти (например, разложение алканов до низших алканов), раскрытие кольца в ароматических соединениях или же раскрытие или разрыв

связей в других органических соединениях с большими молекулами, например в асфальтенах. Желательно, чтобы микроорганизмы расщепляли или разлагали компоненты нефти так, чтобы довести вязкость нефти до достаточно низкого значения, для повышения нефтеотдачи. Таким образом, предпочтительно, чтобы используемые микроорганизмы не просто генерировали поверхностно-активные вещества или газ (например, метан), но особенно предпочтительно использовать смесь микроорганизмов, способных вызывать раскрытие кольца, особенно в сочетании с микроорганизмами, которые вызывают укорочение углеводородной цепи. При прочих равных условиях получаемый поток приблизительно обратно пропорционален вязкости (тяжёлой) нефти в скважине, и, таким образом, разложение при помощи предлагаемого здесь способа может увеличить поток жидких углеводородов в несколько раз: от десятков до сотен процентов по объёму.

Как известно, многие микроорганизмы (обычно эубактерии или архебактерии) разлагают нефть; такие микроорганизмы можно использовать в предлагаемом здесь способе, если они могут выжить при температурах и давлениях в скважине. Типичные примеры включают *Bacillus* sp., *Thermus* sp., *Pseudomonas* sp., *Geobacillus* sp., *Arthrobacter* sp., *Sphingomonas* sp., *Mycobacterium* sp., *Burholderia* sp., *Acinebacter* sp., *Thermovirga* sp., *Archaeoglobus* sp., *Thermosiphon* sp., *Symbiobacterium* sp., *Methanosaeta* sp., *Epsilonproteobacterium* sp., *Syntrophus* sp., *Nocardioideis* sp., *Deferribacter* sp., *Chloroflexi* sp., и др.

Однако предпочтительно, чтобы инокулят (вводимая в соответствии с настоящим изобретением смесь микроорганизмов) содержал по меньшей мере 2, предпочтительно по меньшей мере 3 различных вида микроорганизмов, в частности по меньшей мере 1, способный укорачивать цепи алканов, и по меньшей мере 1, способный раскрывать ароматические кольца. Примеры микроорганизмов, способных укорачивать цепи алканов, включают *Bacillus* sp., *Geobacillus* sp., *Acinebacter* sp., *Methanosaeta* sp., в частности *Acinebacter venetianus*, *Bacillus thermoleovorans*, *Bacillus aeolis* и *Geobacillus thermodenitrificans*, а примеры микроорганизмов, способных разлагать ароматические соединения, включают *Nocardioideis* sp., *Geobacillus* sp. и *Syntrophus* sp., например *Geobacillus subterraneus*. Использование *Thermus* sp., например штаммов *Thermus* SP3, C2 и TH-2 (см. Hao et al., J. Can. Petrol. Technol. 43:36-39 (2003), Can. J. Microbiol. 50:175-182 (2004) и J. Petrol. Sci. Eng. 43:247-258 (2004)), ведёт к уменьшению содержания ароматических соединений, смол и асфальтенов, а также к понижению вязкости. Использование *Pseudomonas* sp., например *Pseudomonas aeruginosa*, ведёт к разложению н-алканов и ПАУ, а также к понижению вязкости. Кроме того, *Thermus brockii* способен разлагать гексадекан и пирены (см. Geitkenhauer et al., Water Sci Technol. 47:123-130 (2003)).

Наряду с получением композиции-инокулята микроорганизмов путём смешения (на поверхности или непосредственно в месте залегания) отдельных видов микроорганизмов, возможно и даже более предпочтительно использовать смеси микроорганизмов из (или полученных из) встречающихся в природе сообществ микроорганизмов, например сообщества микроорганизмов из подземных нефтяных месторождений, нефтеносных сланцев, месторождений битуминозной нефти или же, в особенности, из грязевых вулканов. Также подходящие микроорганизмы можно, конечно же, получить путём мутагенеза и генной инженерии.

Особенно предпочтительно, чтобы инокулят содержал микроорганизмы, выбранные из видов *Bacillus thermoleovorans*, *Thermus brockii*, *Syntrophus aciditrophicus*, *Acinebacter venetianus*, *Deferribacter desulfuricans*, *Thermosiphon geolei*, *Thermosiphon africanus*, *Symbiobacterium thermophilum*, *Thermovirga lienii*, *Sphingomonas stygia*, *Sphingomonas aromaticivorans*, *Sphingomonas subterranean*, *Sphingomonas yanoikuyae*, *Pseudomonas putida*, *Burholderia* sp. и *Archaeoglobus fulgidus*.

Конкретные посевы штаммов, которые можно использовать, включают *Bacillus thermoleovorans* AB 034902 (Genbank), *Bacillus Aeolis* AY 603079 (Genbank), *Pseudomonas aeruginosa* AM 087130 (Genbank), *Geobacillus thermodenitrificans* DQ 243788 (Genbank), *Geobacillus subterraneus* DQ 355385 (Genbank), *Sphingomonas stygia* DSMZ 12445, *Sphingomonas* sp. DSMZ 7526, *Sphingomonas* sp. DSMZ 11094, *Sphingomonas aromaticivorans* DSMZ 12444, *Sphingomonas subterranean* DSMZ 12447, *Sphingomonas yanoikuyae* DSMZ 6900, *Pseudomonas putida* NCIMB 9815, *Pseudomonas putida* NCIMB 9816, *Pseudomonas putida* NCIMB 10015, *Methanosaeta* sp. AJ 133791, *Epsilonproteobacteria* AY 570641, *Syntrophus aciditrophicus* CP 000252, *Nocardioideis* sp. D 87974, *Deferribacter desulfuricans* AB 086060, *Chloroflexi* sp. AB 074961, *Thermovirga lienii* DQ 071273, *Archaeoglobus fulgidus* DQ 131905, *Thermosiphon geolei* AJ 272022, *Acinebacter venetianus* ATCC 31012 и *Symbiobacterium* sp. AB 052392.

Особенно предпочтительно, чтобы посев включал, по меньшей мере, микроорганизмы видов *Sphingomonas* sp., *Pseudomonas* sp., *Burholderia* sp., *Thermovirga lienii*, *Archaeoglobus fulgidus*, *Acinebacter venetianus*, *Thermosiphon geolii* и *Symbiobacterium* sp. Такие смеси являются новыми и образуют дополнительный аспект настоящего изобретения. С точки зрения этого аспекта в изобретении предложена смесь микроорганизмов для обработки месторождений нефти, указанная смесь включает микроорганизмы по меньшей мере двух, а предпочтительно по меньшей мере трёх видов из следующих: *Sphingomonas* sp., *Pseudomonas* sp., *Burholderia* sp., *Thermovirga lienii*, *Archaeoglobus fulgidus*, *Acinebacter venetianus*, *Thermosiphon geolii* и *Symbiobacterium* sp., в частности указанная смесь дополнительно включает витамины и минералы и предпочтительно представляет собой смесь в жидкой или сухой порошкообразной форме, предпочтительно свободна от алканов, т.е. изолирована от любой породы или углеводорода, в

которых встречается в природе.

В частности, можно использовать комбинацию *Sphingomonas* sp., *Pseudomonas* sp. и *Burholderia* sp., например *Sphingomonas stygia*, *Sphingomonas aromaticivorans*, *Sphingomonas subterranean*, *Sphingomonas yanoikuyae*, *Pseudomonas putida* и *Burholderia* sp., а особенно *Sphingomonas stygia* DSMZ 12445, *Sphingomonas* sp. DSMZ 7526, *Sphingomonas* sp. DSMZ 11094, *Sphingomonas aromaticivorans* DSMZ 12444, *Sphingomonas subterranean* DSMZ 12447, *Sphingomonas yanoikuyae* DSMZ 6900, *Pseudomonas putida* NCIMB 9815, *Pseudomonas putida* NCIMB 9816, *Pseudomonas putida* NCIMB 10015 и *Burholderia* sp.

В случае неглубоких месторождений нефти уместно использовать инокулят микроорганизмов, растущих при атмосферном давлении, однако для более глубоких месторождений важно, чтобы микроорганизмы обладали как термофильными свойствами, так и устойчивостью при высоких давлениях.

Таким образом, выбор подходящих комбинаций микроорганизмов для использования в неглубоких месторождениях нефти относительно прост. Выбранный вид микроорганизмов или выбранную смесь микроорганизмов можно выдержать в образце тяжелой нефти, предпочтительно полученной там, где собираются применять предлагаемый способ, и если наблюдается уменьшение вязкости, то эти выбранные микроорганизмы можно использовать. Для более глубоких месторождений выдержку предпочтительно осуществлять при температурах и/или давлениях, характерных для того месторождения, где предполагается использовать предлагаемый способ. В обоих случаях предпочтительно, чтобы микроорганизмы обладали способностью выдерживать температуры от 60 до 120°C, особенно от 70 до 100°C, потому что такие микроорганизмы можно сразу же вводить в скважины, куда уже вводили, вводят или будут вводить пар или горячий растворитель; в ином случае может потребоваться значительный интервал времени между введением пара или горячего растворителя и введением микроорганизмов.

Там, где в соответствии с предлагаемым в изобретении способом нужно использовать пар или горячий растворитель, время введения микроорганизмов должно быть таким, чтобы микроорганизмы не вводили в среду с губительной для них температурой. Время задержки введения микроорганизмов можно легко рассчитать, исходя из характеристик рассеяния тепла породы.

Предпочтительно осуществлять повторный отбор смеси микроорганизмов, при этом к аликвоте культуры в конце одного периода разложения добавляют новый образец тяжелой нефти для разложения. Это важно, потому что разложение может потребовать добавления одного из видов микроорганизмов после добавления другого вида, и это может быть необходимо в скважине, чтобы все необходимые виды продолжали расти. Если после нескольких периодов разложения популяция микроорганизмов стабильна, то подходящие микроорганизмы можно использовать и далее.

Перед введением в скважину предпочтительно смешивание инокулята с нефтью для подготовки ферментных систем микроорганизмов.

Перед, во время или после введения микроорганизмов в скважину можно вводить в скважину питательные вещества для роста микроорганизмов, например минералы и аминокислоты, или же ферменты для разложения нефти. Особенно предпочтительно введение дополнительных источников углерода, например, таких как ацетат, который растворяется в воде.

При необходимости можно перед введением микроорганизмов в скважину провести гидроразрыв породы в месте введения, например, для того, чтобы обеспечить среду для роста микроорганизмов.

Введение микроорганизмов в нагнетательную скважину предпочтительно осуществляют в комбинации с введением пара, или перегретой воды, или органического растворителя в ту же самую нагнетательную скважину, например, при температуре введения 100-400°C. Это введение можно проводить до введения микроорганизмов (в случае, если температура вводимого пара или растворителя губительна для микроорганизмов) или же одновременно; однако предпочтительно, чтобы повышение нефтеотдачи путём введения пара или горячего растворителя осуществляли до введения микроорганизмов, например, за 1 год заранее, например за 1-150 дней, предпочтительно за 5-20 дней. Очень желательно, чтобы повышение нефтеотдачи (например, введение пара или горячего растворителя) и введение микроорганизмов проводили многократно, в частности, в соответствии со специально разработанными алгоритмами.

Введение микроорганизмов в продуктивную скважину предпочтительно осуществляют в комбинации с другим способом повышения нефтеотдачи, например CHOPS, введением горячего органического растворителя, гидроразрывом и т.д.; этот способ можно применять до введения микроорганизмов, или одновременно с ним, или же после него. В случае введения горячего растворителя предпочтительно осуществлять его заранее, с интервалом времени, достаточным, чтобы температура породы была совместима с жизнью вводимых микроорганизмов, например, с задержкой до 1 года, например от 1 до 150 дней, особенно от 5 до 20 дней. Такую обработку продуктивной скважины предпочтительно повторять неоднократно.

Особенно предпочтительно вводить микроорганизмы как в нагнетательную, так и в продуктивную скважины, и в обоих случаях предпочтительно в комбинации с дополнительной обработкой для повышения степени извлечения углеводородов (например, SAG-D, CHOPS и т.д.).

При необходимости инокулят может включать вид микроорганизмов, который генерирует газ и/или кислоту и, следовательно, разрушает породу.

Использование предлагаемого способа может снизить частоту применения или агрессивность других методик повышения нефтеотдачи, таких как SAG-D, и, таким образом, снизить их негативное влияние на окружающую среду.

Настоящее изобретение можно особенно успешно использовать на месторождениях углеводородов, которые дают тяжёлые виды нефти, например от нефти средней плотности (31-22 АНИ (Американский нефтяной институт)) до тяжёлой нефти (22-10 АНИ) и до сверхтяжёлой нефти (<10 АНИ), и проводить обработку микроорганизмами, в частности, термофильными и способными переносить высокие давления микроорганизмами, предпочтительно в сочетании (например, одновременно или последовательно) по меньшей мере с одной из следующих методик: SAG-D, CHOPS, VAPEX, экстракция горячим растворителем и экстракция горячей водой.

Далее изобретение проиллюстрировано при помощи нижеследующих примеров, не ограничивающих его, и прилагаемых чертежей, на которых показано:

фиг. 1 - схематический вертикальный разрез неглубокого месторождения тяжёлой нефти;

фиг. 2 - диаграмма, где показаны нефтеотдача и вязкость нефти без какой-либо обработки и с обработкой в соответствии с изобретением.

На фиг. 1 показана буровая морская платформа 1, имеющая продуктивную скважину 2, расположенную в малоглубинном нефтяном месторождении 3. От платформы 1 идёт ряд нагнетательных скважин 4 малого диаметра, они питаются от нагнетательной установки 5, которая служит для последовательного введения пара и культуры микроорганизмов.

Пример 1.

Обработка сырой нефти Zuata микроорганизмами, эндогенными для аргентинских битуминозных нефтей.

Материалы.

Битуминозная нефть (из Аргентины).

Среда № 1 для обработки (СДО1), содержащая в 1 л: 5 г $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, 0,29 г $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$, 0,44 г $\text{ZnSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, 0,15 г $\text{MnSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$, 0,01 г $\text{Na}_2\text{MoO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 0,02 г $\text{CoCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, 50 г концентрированной HCl .

Среда № 3 для обработки (СДО3), содержащая в 1 л: 2021,2 мг $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$, 445,5 мг NaF , 5651,7 мг $\text{K}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$, 47,9 мг NaIO_3 , 180,7 мг $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, $\text{SnCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Среда № 4 для обработки (СДО4), содержащая в 1 л: 346,8 мг $\text{NiCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, 101,4 мг $\text{Na}_2\text{SeO}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$, 18 мг V_2O_5 , 14 мг $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, 3,6 мг $\text{Na}_2\text{WO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Базовый раствор витаминов (БРВ), содержащий в 1 л: 2,00 г биотина; 2,00 г фолиевой кислоты; 10,00 г пиридоксина гидрохлорида; 5,00 г тиамин гидрохлорида $\cdot 2\text{H}_2\text{O}$; 5,00 г рибофлавина; 5,00 г никотиновой кислоты; 5,00 г D-Са-пантотената; 0,10 г витамина B12; 5,00 г p-аминобензойной кислоты, 5,00 г липоевой кислоты.

Минеральная среда (МС), содержащая в 1 л: 0,9 г NH_4NO_3 , 0,05 г $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 0,2 г $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, 3,06 г $\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 1,52 г KH_2PO_4 , 1 мл СДО1, 1 мл СДО3, 1 мл СДО4, 1 мл БРВ. pH доводили до величины 7,0.

Рабочая среда 1 (PC1): сырая нефть Zuata (из Венесуэлы) 0,4% (мас./об.) в МС.

Рабочая среда 2 (PC2): сырая нефть Zuata (из Венесуэлы) 1,6% (мас./об.) в лёгком газойле (ЛГО), 1% (об./об.) в МС.

Инокуляция.

Образцы битуминозной нефти (0,5 г) помещали во встряхиваемые колбы (Bellco, 250 мл), содержащие 50 мл PC1 или PC2.

Культивирование.

Встряхиваемые колбы выдерживали при 50°C во вращающемся шейкере при скорости вращения 200 об/мин и влажности 90% (термостат для бактериальных культур Infors Multitron) в течение 34 дней.

Пример 2.

Обработка тяжёлой нефти Zuata микроорганизмами, эндогенными для грязевых вулканов.

Материалы.

Грязь из грязевого вулкана.

Базальная солевая среда "В" Видделя (Widdel Basal Salt Media B) (БССВ), содержащая в 1 л: 30,0 г NaCl , 0,15 г $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 3,0 г $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, 0,9 г NH_4NO_3 , 0,5 г KCl , 0,18 г Na_2SO_4 , 3,06 г $\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 1,52 г KH_2PO_4 , 1 мл СДО1, 1 мл СДО3, 1 мл СДО4, 1 мл БРВ. pH доводили до величины 8,2.

Рабочая среда 3 (PM3): сырая нефть Zuata, растворённая в концентрации 10% (мас./об.) в гептаметилнонано (ГМН - нейтральный растворитель) и добавленная в количестве 5% (об./об.) к БССВ.

Инокуляция.

Образцы грязи (0,5 мл) помещали во встряхиваемые колбы (Bellco, 250 мл), содержащие 50 мл PC3.

Культивирование.

Встряхиваемые колбы выдерживали при 50°C во вращающемся шейкере при скорости вращения 200 об/мин и влажности 90% (термостат для бактериальных культур Infors Multitron) в течение 28 дней.

Пример 3.

Обработка сырой нефти Linerle смесью микроорганизмов.

Материалы.

Смесь микроорганизмов (СМ): смесь следующих штаммов: изоляты *Pseudomonas Putida* NCIMB 9815, NCIMB 9816 и NCIMB 10015 и *Burkholderia* sp. из биоотходов, полученных в результате работы водоочистной установки. Эти микроорганизмы выращивали в инокуляционной среде (ИС) в течение 24 ч и выделяли центрифугированием (10 мин, 5000×g). Клеточную массу дважды промывали минеральной средой МС (20 мл) и ресуспендировали осадок в минеральной среде МС (500 мкл). Смесь микроорганизмов получали смешением промытых и ресуспендированных микроорганизмов в равных концентрациях.

Инокуляционная среда (ИС), содержащая в 1 л: 20,0 г дрожжевого экстракта, 1,0 г $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, 5 г NaCl , pH доведено до 7,5.

Рабочая среда 4 (РС4): 5% (об./об.) сырой нефти Linerle, подвергнутой теплообработке (нефть с норвежского континентального шельфа, нагретая до 60°C в течение 2 ч), добавляли к МС.

Рабочая среда 4 с дрожжевым экстрактом (РС4-ДЭ): 5% (об./об.) сырой нефти Linerle, подвергнутой теплообработке (нефть с норвежского континентального шельфа, нагретая до 60°C в течение 2 ч), добавляли к МС, содержащей 0,1 г дрожжевого экстракта.

Инокуляция.

СМ вводили во встряхиваемые колбы (Bellco, 250 мл), содержащие 50 мл РС4 или 50 мл РС4-ДЭ до получения конечного значения $\text{OD}_{660}=1,0$.

Культивирование.

Встряхиваемые колбы выдерживали при 30°C во вращающемся шейкере при скорости вращения 200 об/мин (термостат для бактериальных культур Infors Multitron) в течение 9 дней.

Пример 4.

Обработка тяжелой нефти Zuata в песке микроорганизмами из осадочных отложений.

Материалы.

Инокулят микроорганизмов (ИМ): смешанный инокулят микроорганизмов, изолированных из образцов осадочных отложений.

Песчаная колонка: стеклянные колонки (Omnifit) заполняли сырой нефтью Zuata, смешанной с песком "барскарп" (barskarп) в массовом соотношении 9:36.

Инокуляция.

ИМ (5 мл, приблизительно 10^9 клеток/мл) вводили в песчаную колонку после заполнения колонки водой в течение 4 дней.

Культивирование.

После инокуляции песчаные колонки были запечатаны на 24 ч до начала циркуляции МС. МС пропускали со скоростью 171 мл/ч.

Результаты такой обработки тяжелой нефти в условиях, имитирующих условия в пласте месторождения, отражены на прилагаемой фиг. 2. На фиг. 2 изображена степень извлечения нефти из песчаных пробок в процентном отношении от стандартного общего количества, изначально присутствующего на месте (СОКИПМ, правая ось ординат и график), и вязкости в мПа·с обработанной нефти при скорости сдвига 100 c^{-1} и 55°C (левая ось ординат и гистограмма). Значения слева даны для тяжелой нефти Zuata без обработки. Значения в центре описывают тяжелую нефть Zuata, обработанную при условиях, описанных в этом примере. Правые значения относятся к тяжелой нефти Zuata, обработанной в описанных в этом примере условиях, но с добавлением ацетата в количестве 5 г/л (например, ацетата натрия) к МС.

Пример 5.

Влияние на вязкость сырых нефтей.

Вязкость обработанной и необработанной тяжелой сырой нефти типа 1 определяли при 30°C при сдвиге до 1000 c^{-1} . Необработанная нефть имела вязкость 417 мПа·с, а вязкость обработанной нефти снизилась до 130 мПа·с. В дальнейших тестах с использованием сырой нефти Zuata, обработанной и необработанной, в модели радиального месторождения при 60°C и скорости сдвига до 700 c^{-1} наблюдали значительное снижение вязкости при всех скоростях сдвига, и это уменьшение вязкости становилось всё более заметным при скоростях сдвига выше 100 c^{-1} .

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения извлечения тяжёлой нефти из подземного углеводородного месторождения, включающий введение в указанное месторождение через нагнетательную секцию скважины в породе микроорганизмов, способных разлагать нефть, и извлечение нефти через добычную секцию продуктивной скважины, где указанная нагнетательная секция находится в указанной продуктивной скважине или в нагнетательной скважине и расположена выше или примыкает к указанной добычной секции и где перед введением микроорганизмов или одновременно с ним выполняют другую процедуру повышения извлечения нефти, выбираемую из SAG-D, VAPEX, экстракции горячим растворителем, CHOPS, гидроразрыва, CSS, введения пара, экстракции горячей водой и повышения текучести под действием пульсирующего давления.

2. Способ по п.1, в котором указанная тяжёлая нефть имеет плотность <10 АНИ.

3. Способ по п.1 или 2, в котором указанную другую процедуру повышения извлечения тяжёлой нефти выбирают из VAPEX, экстракции горячим растворителем, CHOPS, гидроразрыва, экстракции горячей водой и повышения текучести под действием пульсирующего давления.

4. Способ по любому из пп.1-3, в котором указанную другую процедуру повышения извлечения нефти выполняют перед указанным введением микроорганизмов.

5. Способ по любому из пп.1-4, в котором указанную другую процедуру повышения извлечения тяжёлой нефти и указанное введение микроорганизмов повторяют неоднократно.

6. Способ по любому из пп.1-5, в котором введение микроорганизмов осуществляют в нагнетательную скважину.

7. Способ по п.6, в котором через указанную нагнетательную скважину также вводят пар, перегретую воду или органический растворитель.

8. Способ по любому из пп.1-7, в котором микроорганизмы вводят в продуктивную скважину.

9. Способ по п.8, в котором органический растворитель также вводят через указанную продуктивную скважину.

10. Способ по любому из пп.1-9, в котором в качестве указанных микроорганизмов используют микроорганизмы, укорачивающие цепи алканов.

11. Способ по любому из пп.1-10, в котором в качестве указанных микроорганизмов используют микроорганизмы, раскрывающие ароматические кольца.

12. Способ по любому из пп.1-11, включающий введение указанных микроорганизмов в указанное месторождение в нескольких местах, каждое из которых находится выше или примыкает к указанной добычной секции указанной продуктивной скважины.

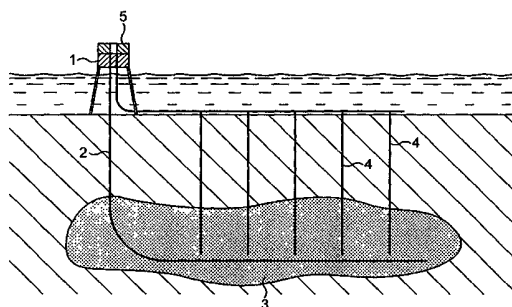
13. Способ по любому из пп.1-12, в котором указанные микроорганизмы обладают способностью выдерживать температуры от 60 до 120°C.

14. Способ по любому из пп.1-13, в котором указанные микроорганизмы выбирают из *Bacillus* sp., *Thermus* sp., *Pseudomonas* sp., *Geobacillus* sp., *Arthrobacter* sp., *Sphingomonas* sp., *Mycobacterium* sp., *Burholderia* sp., *Acinebacter* sp., *Thermovigra* sp., *Archaeoglobus* sp., *Thermosipho* sp., *Symbiobacterium* sp., *Methanosaeta* sp., *Epsilonproteobacterium* sp., *Syntrophus* sp., *Nocardioideis* sp., *Deferribacter* sp. и *Chloraflexi* sp.

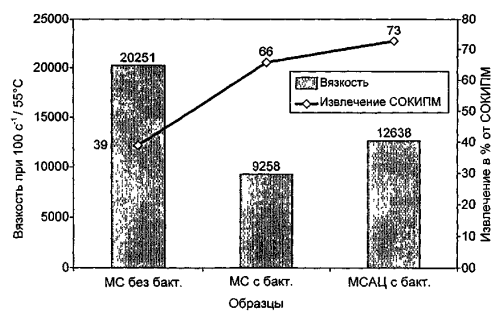
15. Способ по п.14, в котором указанные микроорганизмы представляют собой смесь по меньшей мере двух следующих видов: *Sphingomonas* sp., *Pseudomonas* sp., *Burholderia* sp., *Thermovigra* sp., *Archaeoglobus* sp., *Acinebacter venetianus*, *Thermosiphogeeolii* и *Symbiobacterium* sp.

16. Способ по п.15, включающий микроорганизмы видов *Sphingomonas* sp., *Pseudomonas* sp., *Burholderia* sp.

17. Способ по п.16, включающий микроорганизмы видов *Sphingomonas stygia*., *Sphingomonas aromaticivorans*, *Sphingomonas dubterranean*, *Sphingomonas yanoikuyae*, *Pseudomonas putida* и *Burholderia* sp.



Фиг. 1



Фиг. 2

