

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202092231** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2021.03.04

(22) Дата подачи заявки
2019.03.22

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
C09K 8/582 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)

(54) МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ ТЕПЛОВОЕ УЛУЧШЕНИЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

(31) **15/762,557**

(32) **2018.03.22**

(33) **US**

(86) **PCT/CA2019/050358**

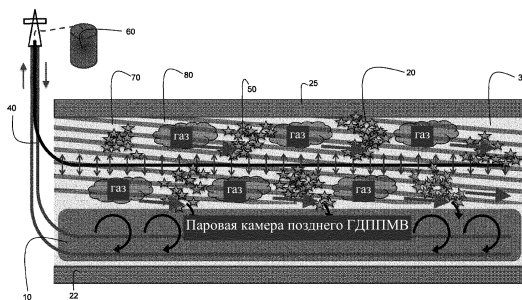
(87) **WO 2019/178700 2019.09.26**

(71) Заявитель:
9668241 КАНАДА ИНК. (CA)

(72) Изобретатель:
Юбер Кэйси, Фьюстик Милован (CA)

(74) Представитель:
**Поликарпов А.В., Соколова М.В.,
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнатьев
А.В., Билык А.В., Дмитриев А.В.,
Бучака С.М., Бельтюкова М.В. (RU)**

(57) Способ и система для извлечения нефти из недоступных в настоящее время стратиграфических подразделений, содержащих нефть, путем активации банка засеваемых микробов глубинной биосферы. Улучшение питательных веществ и тепловых условий для микроорганизмов в стратиграфических подразделениях, содержащих нефть, позволяет стимулировать неактивные и/или латентные микроорганизмы, так что они размножаются и вырабатывают газ. Вязкость нефти, которая снижается под действием тепла, наряду с давлением газа, вырабатываемого активированными микробами, позволяет ранее недоступной нефти течь в направлении добывающих скважин.



A1

202092231

202092231

A1

Микробиологическое тепловое улучшение извлечения нефти

Область техники

Настоящее изобретение относится к области добычи нефти из подземных залежей нефти.

Уровень техники

Нефтяные пласты представляют собой стратиграфические подразделения под поверхностью Земли, которые содержат скопление нефти. Нефть из пластов добывают или извлекают для использования с помощью способа, обычно называемого добычей нефти. Стандартная добыча нефти обычно включает две стадии: первичное извлечение и вторичное извлечение. Первичное извлечение включает применение природных сил высокого давления в пласте для направления потока нефти в нефтедобывающие скважины. Вторичное извлечение обычно включает поддержание этого высокого давления путем закачивания текучих сред в пласт так, чтобы можно было продолжать добычу нефти.

В нефтяных пластах, которые содержат тяжелую нефть или нефтеносные пески (также известные как битуминозные пески, битуминозная нефть или нефтеносный песчаник), нефть является слишком вязкой для свободного течения в добывающие скважины при использовании обычных способов. Поэтому необходимо применять другие средства добычи нефти, такие как методы теплового извлечения. Методы теплового извлечения включают нагревание пластов нефти для улучшения подвижности нефти и, таким образом, облегчения ее последующей добычи. Приложенное тепло снижает вязкость нефти, обеспечивая ее протекание в добывающие скважины. Примером обычно используемой технологии теплового извлечения для извлечения тяжелой нефти является способ гравитационного дренирования с применением пара (ГДПП).

Способ ГДПП включает применение пар паронагнетательной скважины 5 и добывающей скважины 7, как изображено на фиг. 1, фиг. 2 и фиг. 3 предшествующего уровня техники. Паронагнетательная скважина вводит пар в область 8 чистого песка нефтяного пласта. Введенный пар мигрирует вверх, пока не достигнет стратиграфических подразделений, которые препятствуют дальнейшей миграции пара. Введенный пар нагревает пласт до температур приблизительно 200°C, снижая вязкость нефти и обеспечивая ее течение в добывающие нефтяные скважины. Это называют паровой

камерой 10, показанной на фиг. 2 и фиг. 3. Пар постоянно закачивают для снижения вязкости нефти, способствуя непрерывному течению нефти в направлении добывающих скважин, и для обеспечения вытеснения нефти из песка.

Существует несколько недостатков способа ГДПП. Одной из основных проблем является то, что способ выработки пара в ГДПП оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду. Например, способ ГДПП вносит большой вклад в выбросы парниковых газов. Причина состоит в том, что для получения энергии для нагревания свежей воды для создания пара необходимо сжигать большое количество природного газа. Сжигание природного газа не только вносит значительный вклад в выбросы создающих парниковый эффект газов, но также является причиной дополнительных издержек при добыче битуминозной нефти. Кроме того, в способе ГДПП также потребляется большое количество водных ресурсов для выработки пара.

Поскольку получение пара вносит основной вклад в экологическое и экономическое воздействие способа ГДПП, экологическую эффективность операций способа ГДПП можно выразить в показателях отношения пара к нефти (Gates & Larter, 2014, включено в данную заявку посредством ссылки). Отношение пара к нефти охватывает как экологические, так и экономические издержки выработки пара по отношению к добываемому количеству сырой нефти. Более низкое отношение пара к нефти означает меньшие выбросы создающих парниковый эффект газов и улучшенную экологическую эффективность на единицу добычи.

Затраты энергии и выбросы создающих парниковый эффект газов, связанные с извлечением и добычей из нестандартных нефтеносных песков, как например, с помощью операций способа ГДПП, приблизительно на 100-200 % больше, чем для обычной добычи нефти ("The Truth About Dirty Oil: Is CCS the Answer?", Bergerson & Keith, Environmental Science & Technology, 2010, 44, 6010-6015, включено в данную заявку посредством ссылки). В связи с этим, необходимо разработать новые методы и технологии для улучшения экологической и экономической эффективности при извлечении нефтеносных песков для снижения отношения пара к нефти, связанного с операциями способа ГДПП.

Добыча из обычных нефтяных пластов обычно является неэффективной для извлечения всей доступной нефти из намеченной области. В связи с этим, существует множество методов, которые нацелены на увеличение добычи нефти. Некоторые из этих методов включают применение микроорганизмов в подземном слое.

Среды подземного слоя заселены микроорганизмами и включают широкое многообразие микробиологических таксонов. На фиг. 4 предшествующего уровня техники

показана гистограмма рангового порядка распространенности различных микробиологических таксонов в образце среды подземного слоя, по материалам Pedrós-Alió (2006) "Marine microbial diversity, can it be determined?", Trends in Microbiology, Vol 14, No 6, pp 257-263. Столбцы гистограммы неразличимы, так как они очень близки друг к другу. Более светлая заштрихованная область 1 в левой части гистограммы представляет распространенные таксоны, а более темная заштрихованная область 2 в правой части гистограммы представляет редкие таксоны. Таким образом, в данном образце среды часто существует большая доля распространенных и активных микроорганизмов наряду с множеством малораспространенных, неактивных и/или латентных микроорганизмов. Например, в некоторых микробиологических сообществах одни виды могут охватывать до 20 % от общего количества присутствующих клеток, в то время как сотни редких видов могут вместе составлять менее 1 % от общего количества.

Микробиологический способ улучшения извлечения нефти (МУИН) является термином для описания методов для обычной добычи нефти, которые нацелены на применение микробиологических сообществ для улучшения и повышения извлечения нефти из обычных нефтяных пластов. МУИН обычно применяют после первичного и вторичного извлечения. В МУИН микробов используют в обычных целевых областях пласта для улучшения добычи нефти. Полагают, что МУИН осуществляется посредством множества механизмов, относящихся к метаболизму микробов в нефтяных пластах, включая производство биологического поверхностно-активного вещества, метаболизм нефти и производство газа в качестве побочного продукта метаболизма. Каждый из упомянутых выше способов способствует повышению текучести нефти, что приводит к добыче остаточной нефти, все еще присутствующей в пласте после методов первичного и вторичного извлечения.

МУИН обычно проводят в качестве метода третичного извлечения в обычных нефтяных пластах. Однако в силу нестандартной природы тяжелой нефти и нефтеносных песков и нестандартных способов добычи этой нефти, метод МУИН не часто применяют в отношении тяжелой нефти и нефтеносных песков.

МУИН можно применять к обычной целевой области тяжелой нефти или нефтеносных песков до или после применения таких методов, как способ ГДПП. МУИН включает либо (1) биостимуляцию, то есть введение питательных веществ для стимуляции местных преобладающих и распространенных таксонов, либо (2) биоприрост, то есть введение посторонних бактерий, которые считаются подходящими для условий пласта.

Высокие температуры паровой камеры ГДПП стерилизуют обычную целевую область нефтеносного песчаного пласта. Таким образом, когда МУИН используют для улучшения извлечения нефти из паровой камеры ГДПП нефтеносного песчаного пласта, МУИН можно применять только либо до того, как пар вводят в пласт, либо после того, как завершен способ ГДПП и пласт охладил до низких температур. В патентной заявке US 14/070095, включенной в данную заявку посредством ссылки, описан способ введения посторонних бактерий до введения пара в виде части ГДПП для повышения подвижности потока нефти в пласте тяжелой нефти. В этом способе микроорганизмы вводят в пласт как через нагнетательные, так и через добывающие скважины до введения пара с целью предварительной обработки пласта для улучшенного (более короткого) начала способа ГДПП.

В патенте US 4475590, включенном в данную заявку посредством ссылки, приведен пример биостимуляции в обычном нефтяном пласте в сочетании с технологией заводнения. Заводнение направлено на вытеснение остаточной нефти в пласте водой вместо пара, который применяют в процессе способа ГДПП. Аналогично, в патентах US 4971151 и US 5083611, включенных в данную заявку посредством ссылки, описаны способы, включающие введение питательных веществ в обычные нефтяные пласты для улучшения извлечения нефти.

Однако все эти способы направлены на активные таксоны, присутствующие в относительно большом количестве в микробных сообществах, которые приспособлены к преобладающим местным *in situ* условиям (температуре, геохимии, солености, минералогии и т.п.) и которые легко исследовать микробиологическими способами. Вместе с тем, практически в каждой среде существуют банки засеваемых микроорганизмов, которые включают много видов или таксонов микроорганизмов, присутствующих в относительно низком количестве. Эти микробиологические таксоны могут быть неактивными или латентными и могут включать латентные бактериальные эндоспоры. Банки засеваемых микроорганизмов могут составлять заметно менее 0,01 % от общего количества присутствующих клеток и часто существуют в латентном состоянии. Как таковые, они обычно не обнаруживаются и не выделяются в большинстве исследований по выделению ДНК и других более традиционных способах определения микробиологических характеристик сред нефтяного пласта.

Кроме того, области подземного слоя за пределами паровой камеры ГДПП, такие как наклонные гетеролитические пласты (НГП), могут содержать вплоть до двух раз больше запасов нефтеносных песков по сравнению с целевой областью паровой камеры.

Однако добыча нефти в области НГП в процессе ГДПП ограничена. Эта НГП нефть перемежается с тонкими, но протяженными в боковом направлении аргиллитовыми слоями с низкой проницаемостью, через которые не может проникать пар. Таким образом, для вытеснения нефти необходимы способы, отличные от гравитационного дренирования. Считают, что нефть в НГП более высокого качества и более ценная, чем нефть в области паровой камеры, так как она меньше подвержена биологическому разложению и менее вязкая (“Impact of oil-water contacts, reservoir (dis)continuity, and reservoir characteristics on spatial distribution of water, gas, and high-water” Fustic et al., 2013, Heavy Oil/Bitumen Petroleum Systems in Alberta & Beyond, Eds. F. J. Hein, J. Sutter, D. A. Leckie, and S. Larter, AAPG Memoir, p. 163-205., документ во всей полноте включен в данную заявку посредством ссылки).

На фиг. 5 схематически показан пример обычного целевого стратиграфического подразделения в подземных нефтеносных песках Атабаски. Нижняя область представляет цель для расположения паровой камеры 10, которая является целевой областью для ГДПП. Верхняя область представляет НГП область 20, которая содержит нефть, которая труднодоступна с помощью современных способов. Для НГП области подтверждена ограниченная добыча нефти. Диагональные линии в области НГП представляют протяженные в боковом направлении глинистые пласты 30, перемежающиеся пластами тяжелой нефти дециметрового масштаба или протяженными в боковом направлении насыщенными битуминозными пористыми песками. Выше и ниже этих областей существуют расположенные внепластовые низкопроницаемые нижний флюидоупор 22 и флюидоупор 25.

На фиг. 6 показана фотография обнажения нефтеносных песков Атабаски вблизи Форта Макмуррея в Альберте, Канада из Strobl et al. (1997) из *Canadian Society of Petroleum Geologists*, Memoir 18, pp 375-391. Стратиграфическое подразделение, показанное на фиг. 5, является характерным для нефтеносных песков Атабаски. Ссылаясь опять на фиг. 6, белые по существу параллельные линии вдоль верхней половины стратиграфического подразделения представляют протяженные в боковом направлении глинистые пласты 30 НГП области 20, и они имеют наклон приблизительно от 6 до 10 градусов. Самый нижний протяженный в боковом направлении аргиллитовый слой 35, обозначенный стрелкой, определяет ожидаемую верхнюю границу ГДПП паровой камеры 10 (как показано исследованиями подземного слоя Strobl et al., 1997, Strobl, 2013).

Хотя средства для улучшения извлечения нефти из доступных областей, такие как паровая камера ГДПП, широко исследованы, доступ к нефти в слое НГП остается

проблемным при использовании существующих технологий. Существует много подходов для получения доступа к этой нефти, таких как разрушить аргиллит в НГП с помощью геомеханического, электрического способов, способа усиленной экстракции растворителем, включающей электромагнитный нагрев (УЭРВЭН), или термохимических способов получения доступа к нефти. Однако до сих пор эти подходы имели очень ограниченный успех.

Поэтому существует необходимость уменьшить, если не преодолеть, недостатки предшествующего уровня техники и, предпочтительно, разработать способ добычи нефти или повышения добычи нефти из проблемных в настоящее время областей НГП нефтяных пластов.

Сущность изобретения

В настоящем изобретении предложены способ и система для добычи нефти из недоступных в настоящее время содержащих нефть стратиграфических подразделений путем активации банков засеваемых микробных штаммов глубинной биосферы. Питательная и тепловая активация микроорганизмов в содержащих нефть стратиграфических подразделениях обеспечивает стимуляцию неактивных и/или латентных микроорганизмов, так что они размножаются и вырабатывают газ. Вязкость нефти, которая уменьшается под воздействием тепла, наряду с давлением газа, вырабатываемого активированными микробами, обеспечивает добычу ранее недоступной нефти за счет течения в направлении добывающих скважин.

Целью настоящего изобретения является использование кондуктивного тепла, выработанного в способе ГДПП, в сочетании с введением питательных веществ, для обеспечения добычи нефти, захваченной в геологических пластах, таких как НГП. При использовании в сочетании с технологией ГДПП, настоящее изобретение можно назвать способом или системой гравитационного дренирования с применением пара под микробиологическим воздействием (ГДППМВ).

Еще одной целью настоящего изобретения является доступ к нефтяным пластам, которые не доступны ни с помощью обычных способов добычи нефти, ни с помощью ГДПП. Эти осадочные слои можно термически обрабатывать теплой водой (например, до 70°C или выше, или теплой водой, которая теплее, чем температура подземного слоя) для снижения вязкости, а также путем добавления питательных веществ для микробиологической активации (например, латентных термофилов) для облегчения добычи нефти. При таких условиях настоящее изобретение можно назвать способом или

системой микробиологического теплового улучшения извлечения нефти (МТУИН).

В первом аспекте настоящего изобретения предложен способ извлечения нефти из подземного слоя нефтяного пласта, который включает стадии: (a) использования по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое; (b) использования источника тепла для нагревания подземного слоя; (c) введения по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину; (d) стимулирования активности по меньшей мере одного продуцирующего газ микроорганизма, расположенного в подземном слое, для выработки газового давления и (e) извлечения нефти через добывающую скважину.

Во втором аспекте настоящего изобретения предложен способ извлечения нефти в подземном слое нефтяного пласта, который включает стадии: (a) использования по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое; (b) использования изменения температуры подземного слоя; (c) введения по меньшей мере одного продуцирующего газ микроорганизма в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину; (d) введения по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину; (e) стимулирования активности по меньшей мере одного продуцирующего газ микроорганизма и (f) извлечения нефти через добывающую скважину.

В третьем аспекте настоящего изобретения предложен способ извлечения нефти в подземном слое нефтяного пласта, который включает стадии: (a) использования по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое; (b) использования изменения температуры подземного слоя; (c) введения по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину; (d) стимулирования активности по меньшей мере одного продуцирующего газ микроорганизма и (e) извлечения нефти через добывающую скважину.

Краткое описание чертежей

Воплощения настоящего изобретения описаны далее посредством ссылки на следующие чертежи, на которых одинаковые номера позиций на разных чертежах обозначают одинаковые элементы и на которых:

на фиг. 1 схематически показан пример стратиграфического подразделения нефтеносных песков под поверхностью Земли с парой нагнетательной и добывающей скважин для обычного ГДПП предшествующего уровня техники;

на фиг. 2 схематически показан пример стратиграфического подразделения

нефтеносных песков под поверхностью Земли с парой нагнетательной и добывающей скважин для обычного ГДПП и получающаяся паровая камера предшествующего уровня техники,

на фиг. 3 схематично показано поперечное сечение примера стратиграфического подразделения нефтеносных песков в подземном слое с парой нагнетательной и добывающей скважин для обычного ГДПП и получающаяся паровая камера предшествующего уровня техники;

на фиг. 4 показана гистограмма рангового порядка распространенности всех микробных таксонов в образце среды подземного слоя предшествующего уровня техники;

на фиг. 5 схематично показан пример известного стратиграфического подразделения нефтеносных песков под поверхностью Земли;

на фиг. 6 показана фотография обнажения нефтеносных песков Атабаски вблизи Форта Макмуррея в Альберте, Канада;

на фиг. 7 показана столбчатая диаграмма, представляющая метаболизм бактерий для образцов отложений со дна Северного Ледовитого океана при различных условиях питательных веществ и температуры предшествующего уровня техники;

на фиг. 8 показана линейная диаграмма с разрешением по времени данных, представленных на фиг. 7, предшествующего уровня техники;

на фиг. 9 показана линейная диаграмма отслеживания метаболизма бактерий в зависимости от времени в образцах нефтеносных песков, выдержанных при 50°C;

на фиг. 10 приведен график, показывающий выработку газа микроорганизмами, обнаруженными в нефтяном бассейне Северного склона Аляски, где количество выработанного газа пересчитывали на прогнозируемое в том случае, если бы нефть была битуминозной, а также показаны выработка биогаза НГП в поправкой на питательные вещества и газа при разложении битуминозной нефти;

на фиг. 11А, фиг. 11В и фиг. 11С показаны три фазы ГДППМВ, включая схематическое изображение длинной горизонтальной нагнетательной скважины для питательных веществ, пробуренной в области НГП выше паровой камеры ГДПП, воплощения настоящего изобретения;

на фиг. 12А и фиг. 12В схематически показаны две фазы одного воплощения настоящего изобретения, где тепловую энергию обеспечивают путем введения теплой воды и питательных веществ, после чего извлекают нефть, и

на фиг. 13 схематически показано воплощение вертикальной скважины согласно другому воплощению настоящего изобретения.

Чертежи выполнены не в масштабе и некоторые элементы могут быть увеличены или уменьшены для того, чтобы показать особенности конкретных элементов, при этом родственные элементы могли быть устранены для того, чтобы предотвратить затруднение понимания новых аспектов. Поэтому конкретные структурные и функциональные особенности, описанные в данном документе, не нужно интерпретировать как ограничивающие, а только лишь как основу для формулы изобретения и как характерную основу для обучения специалиста различному применению настоящего изобретения.

Подробное описание

Этот документ касается нефти как родового понятия. Однако термин «нефть» можно взаимозаменяемо использовать с такими понятиями как тяжелая нефть, сверхтяжелая нефть, природный битум, битуминозные пески, нефтеносные пески или углеводородное сырье. В настоящем изобретении предложен способ извлечения нефти из недоступных содержащих нефть стратиграфических подразделений путем активации имеющегося банка засеваемых микроорганизмов, присутствующего *in situ*. При использовании питательных веществ и тепла, неактивные, латентные или малораспространенные микроорганизмы, включая бактериальные эндоспоры, которые расположены в содержащих нефть стратиграфических подразделениях, могут стимулироваться к размножению и выработке газа для улучшения извлечения нефти посредством повышения нагнетания давления. Подаваемое тепло, которое дополнительно снижает вязкость нефти, наряду с давлением газа, выработанного активированными микробными сообществами, которые ранее были неактивными или латентными, объединяются для обеспечения потока ранее недоступной нефти в направлении нефтяной добывающей скважине.

Известно, что в отложениях присутствуют микроорганизмы с температурными ограничениями для роста, превышающими преобладающую *in situ* температуру, как показано на фиг. 7 и фиг. 8 и описано далее в данной заявке. Эти микроорганизмы обычно существуют в виде части неактивного или латентного банка засеваемых микроорганизмов, пока не изменятся условия окружающей среды, например, в результате нагревания или подачи питательных веществ. До ГДПП обычный пласт нефтеносных песков и залегающий выше НГП находится приблизительно при 10°C *in situ*.

Поскольку нефть из НГП и других менее доступных областей считается менее доступной из-за протяженной природы низкопроницаемых аргиллитовых слоев, положения предшествующего уровня техники не нацелены на извлечение нефти из НГП

слоев.

В одном воплощении в настоящем изобретении используют кондуктивное тепло, генерируемое с помощью существующих способов рекуперации тепла, таких как ГДПП. Хотя высокие температуры порядка 200°C введенного пара эффективно стерилизуют саму область паровой камеры, пар не может проникать в слои аргиллита в НГП. Таким образом, хотя паровая камера при 200°C стерилизована, прилегающие области подземного слоя не обязательно стерилизуются, потому что они подвергаются обработке более низкой температурой. В настоящем изобретении используют нагнетаемый пар, который передает тепло и через аргиллит, и через пласты насыщенных нефтью песков области НГП, находящейся в контакте с камерой ГДПП. Это создает температурный градиент от края горячей паровой камеры (~200°C) к областям, которые находятся при температуре окружающей среды (~10°C).

Например, для паровой камеры ГДПП, которая находится приблизительно на 400 метров ниже подземного слоя, обусловленный теплопроводностью градиент температуры распространяется вверх на десятки метров до высоты, на которой температура окружающей среды подземного слоя не меняется. Таким образом, большая часть НГП имеет температуры, которые намного выше предшествующих *in situ* (<10°C) температур, однако, ниже тех, которые считают верхним температурным пределом для жизнеспособности микробов (~121°C). Эти температуры являются благоприятными условиями для активации латентных членов банка засеваемых микроорганизмов, таких как эндоспores термофильных бактерий, которые развиваются и растут в ответ на повышение температуры.

Кроме того, в этом воплощении, при условии, что отложения и нефть в НГП нагреваются без дополнительного потребления мощности, связанные с этим выбросы парникового газа CO₂ и энергетические затраты, связанные с добычей нефти в данной операции, не обязательно увеличиваются. Следовательно, общие выбросы вызывающих парниковый эффект газов на баррель нефти снижаются, и можно понизить отношение пара к нефти.

Кондуктивное тепло также снижает вязкость нефти и увеличивает подвижность нефти, которая в другом случае является недоступной для пара в областях за пределами и/или выше паровых камер. Однако, хотя нагретая нефть в НГП имеет вязкость, пониженную до такого низкого уровня, что она может течь, примерно 10 сПз, имеющееся давление не достаточно для продвижения ее через самые нижние протяженные в боковом направлении глинистые слои в паровую камеру ГДПП, в которой расположена

добывающая скважина (см. фиг. 1, фиг.2 и фиг. 3).

В другом воплощении настоящего изобретения способствуют выработке газа с помощью микроорганизмов в НГП. Выработка газа, в свою очередь, обеспечивает вытеснение давлением для добычи нефти.

В одном воплощении настоящего изобретения размножение этих микроорганизмов из банка засеваемых микроорганизмов активизируют путем оптимизации условий окружающей среды для данной группы или групп микробов. Эту оптимизацию можно обеспечить с помощью питательного вещества и/или введения клеток микробов в НГП. В одном аспекте газ, выработанный размножающимися микробами, обеспечивает давление для продвижения нефти в добывающую скважину через насыщенные нефтью промежутки, находящиеся между протяженными в боковом направлении, слегка наклоненными (часто от 6 до 10 градусов) глинистыми слоями.

На фиг. 7 показана столбчатая диаграмма, представляющая метаболизм бактерий для образцов отложений со дна Северного Ледовитого океана при различных условиях питательных веществ и температуры. Этот график взят из Hubert et al. (2010) *Environmental Microbiology* 12:1089-1104 в сочетании с неопубликованными данными. Проанализированные образцы являются характерными отложениями из постоянно холодных ($\sim 4^{\circ}\text{C}$) подземных областей. Таким образом, эти образцы включают однородные микробные сообщества, содержащие множество штаммов. Образцы выдерживали в течение 5 суток при четырех наборах условий:

- $\sim 4^{\circ}\text{C}$ без питательных веществ,
- $\sim 50^{\circ}\text{C}$ без питательных веществ,
- $\sim 50^{\circ}\text{C}$ с простыми питательными веществами (каждый по 1 мМ семи различных органических кислот, $\text{C}_2\text{-C}_4$ соединений) и
- $\sim 50^{\circ}\text{C}$ со сложными питательными веществами ($2,5 \text{ мг}\cdot\text{см}^{-3}$ сублимированных водорослей).

Метаболизм микробов, меру размножения микробов, определяли путем измерения восстановления сульфатов в экспериментах. При *in situ* температуре ($\sim 4^{\circ}\text{C}$) и без питательных веществ наблюдали минимальный метаболизм или активность микробов. Следовательно, термофильные микроорганизмы в образце можно считать латентными при *in situ* температуре. Когда температуру повышали до 50°C , метаболизм термофильных микроорганизмов становился явным, что указывает на температурную зависимость активации латентных бактериальных эндоспор.

Со ссылкой на фиг. 7, добавление простых питательных веществ при 50°C усиливало метаболизм микробов до двух раз, и до пяти раз с более сложными питательными веществами. Следовательно, активацию латентных микроорганизмов в отложениях можно стимулировать и повышать путем добавления тепла и питательных веществ, обеспечивая с более сложными питательными веществами более благоприятную окружающую среду для роста и метаболизма. На фиг. 8 показаны три группы при 50°C, представленные на фиг. 7 в виде линейного графика, показывающего метаболизм микробов в зависимости от времени. Помимо относительного размножения микроорганизмов при различных условиях, на этом графике дополнительно показано, что латентные микроорганизмы активируются до 50 часов быстрее при обогащении питательными веществами.

Тип выработанного микроорганизмами газа зависит от преобладающих условий, таких как доступные питательные вещества, а также от конкретных рассматриваемых организмов. Поэтому выработанные газы включают (не ограничиваясь перечисленным): диоксид углерода, метан, азот, аммиак, водород и сероводород.

Со ссылкой на фиг. 9 приведен линейный график отслеживания метаболизма бактерий для образцов отложений из пласта нефтеносных песков, выдержанных при 50°C. Этот график отслеживает метаболизм анаэробных бактерий в зависимости от времени в образцах нефтеносных песков, выдержанных при 50°C в присутствии питательных веществ или без питательной добавки. Проводили испытания двух глубин из одного и того же пласта нефтеносных песков, и показано среднее значение для повторяемых экспериментальных сосудов для каждого условия. Эксперимент аналогичен инкубациям, показанным на фиг. 7 и фиг. 8, и демонстрирует, что латентные термофилы можно активировать в нефтеносных песках, подверженных воздействию высокой температуры. Питательная добавка требовалась для того, чтобы стимулировать анаэробный метаболизм термофилами в образцах нефтеносных песков. Эти нефтеносные пески получали из замороженных кернов, которые были пробурены до ГДПП, так что в экспериментах проводили только нагревание. Проводили испытания двух глубин (приблизительно 412 и 430 м ниже поверхности), для каждой делали три повтора. Для неизмененных контрольных образцов для каждой глубины испытания проводили дважды.

На фиг. 10 приведен график, представляющий выработку газа (метана) микроорганизмами, обнаруженными в нефтяном бассейне Северного склона Аляски, где биогаз из нефти пересчитывают на прогнозируемый биогаз в случае, если бы нефть была битуминозной (используя относительную концентрацию насыщенных веществ и

соответствующих нефтях), обозначенная треугольниками. Gieg *et al.*, “Methanogenesis, sulfate reduction and crude oil biodegradation in hot Alaskan oilfields”, 2010, Environmental Microbiology, 12: 3074–3086 включен в данную заявку посредством ссылки и далее обозначается «Gieg». Экспериментально определенный анаэробный метаболизм микроорганизмов, обнаруженных в образцах керна НГП, был использован для прогнозирования образования биогаза для второго набора образцов. Производство биогаза этими двумя способами сравнивают с прогнозируемым выделением газа из тяжелой нефти, насыщенной газом, при различных температурах и пластовом давлении 1,5 МПа (сплошная линия). Motahhari *et al.*, “Viscosity Prediction for Solvent-Diluted Live Bitumen and Heavy Oil at Temperatures Up to 175-deg-C”, 2013, Society of Petroleum Engineers включен в данную заявку посредством ссылки и далее обозначается «Motahhari».

Еще раз со ссылкой на фиг. 10, концентрация насыщения тяжелой нефти была спрогнозирована с использованием равновесных соотношений из корреляции Стендинга, представленной в Ahmed, T. (2001). “Reservoir Engineering Handbook”, (2nd ed.), Chapter 15. Elsevier, который включен в данную заявку посредством ссылки и далее обозначается «Ahmed», путем математического объединения тяжелой нефти и выработанного газа с составом, определенным Motahhari. Выделение газа было спрогнозировано путем моделирования нагревания такой насыщенной нефти в изобарических (при постоянном давлении) условиях. Основное допущение при применении корреляции Стендинга состоит в том, что равновесные соотношения для каждого химического компонента не меняются при изменении состава. Соотношение газа к нефти для этой текучей среды составляет 0,5 % (масс.), что эквивалентно примерно $7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что является высоким показателем для битуминозной нефти, который часто колеблется от 1-3 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Еще раз со ссылкой на фиг. 10, данные по образованию метана микроорганизмами в нефтяном бассейне Северного склона Аляски без добавления питательных веществ, предоставленные Gieg *et al.*, были пересчитаны для битуминозной нефти с помощью соотношения насыщенных фракций из анализа SARA (насыщенные углеводороды, ароматика, смолы и асфальтены) для каждой нефти. Данные по образованию газа были представлены для периода 90 дней с редкими интервалами. Наблюдаемая максимальная выработка газа была измерена через 6 месяцев. Одно из допущений в этой модели состоит в том, что выработанный газ пересчитывают с содержанием насыщенных углеводородов в нефти. Без каких-либо других экзогенных питательных веществ или субстратов, выработка газа в этом случае происходит из соединений субстрата во фракции C7-C34 алканов (одинарная связь, нециклические молекулы). Содержание C7-C34 алканов не

является обычным измерением в количественном анализе сырой нефти, поэтому содержание насыщенных углеводородов (которые включают циклические углеводороды) было использовано в качестве примерного для оценки измерения содержания C7-C34 алканов.

Еще раз со ссылкой на фиг. 10, образцы керн из НГП смешивали с составом питательных веществ и выдерживали при 50°С в лаборатории. Метаболиты определяли в зависимости от времени для определения анаэробного метаболизма в этих системах. Концентрации метаболитов пересчитывали на отношение моль к моль для выработки газа микроорганизмами в образце НГП.

На фиг. 11А, фиг. 11В и фиг. 11С схематически показано одно воплощение настоящего изобретения. В этом воплощении длинную горизонтальную нагнетательную скважину 40 для питательных веществ пробуривают в НГП области 20 выше паровой камеры 10 ГДПП. В воплощении, показанном на фиг. 11В, газ 80 может вырабатываться микробами, которые активируются в ответ на кондуктивное нагревание слоев НГП. В воплощении, показанном на фиг. 11С, питательные вещества 50 нагнетают из резервуара 60 на поверхности. Введенные питательные вещества 50 выдерживают в кондуктивно нагретой НГП области 20 в процессе ГДПП, происходящего в паровой камере 10 ниже. Латентные микроорганизмы 70, которые можно активировать кондуктивным теплом, как показано на фиг. 11В, дополнительно активируют и усиливают с помощью введенных питательных веществ 50, для получения газа 80. В одном воплощении газ 80, выработанный активированными термофильными микробами 70, обеспечивает давление для нефти, залегающей между протяженными в боковом направлении глинистыми пластами 30, для течения вниз вдоль наклонных глинистых пластов в паровую камеру 10 ниже для добычи нефти.

В другом аспекте настоящего изобретения выработку газа микробами усиливают путем определения и использования оптимальных составов питательных веществ и температурных условий для стимуляции максимальной активации и размножения микробов. Составы питательных веществ можно разработать на основе либо (1) специальных знаний о банке засеваемых микробов и анаэробном метаболизме микробов, либо (2) на основе конкретного микробного сообщества, присутствующего в конкретном пласте. В последнем случае, составы можно приготовить путем предварительного определения в лабораторных условиях зависящих от местных условий характеристик банка засеваемых микробов конкретной области НГП с использованием образцов, отобранных из этой области НГП. Предварительное определение характеристик может

включать изучение того, как наилучшим образом стимулировать конкретный банк микробов при различных ожидаемых температурах. Образцы отложений НГП обычно должны быть доступны из образцов породы, полученных при бурении, отобранных в процессе разведки подземного слоя или в процессе бурения пар нагнетательных и добывающих скважин ГДПП.

Составы питательных веществ могут содержать субстраты для роста, которые представляют собой органические соединения на основе углерода, соединения азота, серы и фосфора, железо, марганец и соединения других металлов, витамины или различные акцепторы электронов, такие как кислород, нитрат, оксиды металлов и сульфаты. Органические соединения на основе углерода могут включать, не ограничиваясь указанным, сложные соединения, такие как меласса, городские сточные воды, сублимированные водоросли или другая биомасса, экстракт дрожжей, трипсиновый соевый бульон, пептон и экстракты пищевых производств. Органические соединения на основе углерода могут также включать менее сложные соединения, такие как легкие углеводороды или растворители, такие как толуол и короткоцепочечные органические кислоты, такие как лактат, бутират, пропионат и ацетат. Например, на фиг. 6 показано двукратное увеличение метаболизма бактерий при использовании менее сложных соединений и увеличение вплоть до пяти раз при использовании сложных соединений. Менее сложные соединения обычно являются продуктами расщепления сложных соединений в процессе метаболизма бактерий. Обычно требуются разные типы бактерий для превращения сложных питательных веществ для превращения сложных питательных веществ в менее сложные питательные вещества и менее сложных питательных веществ в газ. Следовательно, использование простых или сложных питательных веществ будет зависеть от типа бактерий, которые являются целевыми в конкретном пласте.

Составы питательных веществ могут быть специальными и зависящими от местных условий, как описано выше, или могут быть стандартно применяемыми на основе специальных знаний общей физиологии анаэробной микробной общности, способной к выработке газа. Некоторые питательные вещества, указанные выше, могут присутствовать в пласте в низких концентрациях. Однако состав питательных веществ согласно настоящему изобретению обычно содержит более высокие концентрации питательных веществ.

В одном воплощении целью настоящего изобретения является продвижение нефти в направлении паровой камеры вдоль протяженных в боковом направлении глинистых пластов, имеющих небольшой наклон, а не попытка разрушить аргиллитовую границу

паровой камеры, как в существующих технологиях. Таким образом, в некоторых воплощениях настоящего изобретения эксплуатируют существующие нефтяные добывающие скважины 7, например, показанные на фиг. 1, фиг. 2 и фиг. 3, для добычи нефти из области НГП. В некоторых воплощениях настоящего изобретения в области НГП бурят дополнительные добывающие скважины.

Преимущество некоторых воплощений настоящего изобретения включает снижение затрат на добычу нефти на баррель добытой нефти относительно обычного способа ГДПП, потому что затраты, связанные с введением питательных веществ, вероятно, ниже затрат на выработку пара. Таким образом, воплощения настоящего изобретения дадут значительное повышение добычи нефти лишь при небольшом увеличении затрат на дополнительные скважины для питательных веществ и без какого-либо изменения способа ГДПП.

Дополнительное преимущество воплощений настоящего изобретения состоит в том, что они направлены на снижение отношения пара к нефти. Следовательно, с тем же количеством пара, что и в обычном способе ГДПП, воплощения настоящего изобретения позволяют добыть значительно большее количество добываемой нефти и, посредством этого, можно снизить относительное количество выбросов образующих парниковый эффект газов на единицу добытой нефти.

Кроме того, поскольку нефть в области НГП менее подвержена биоразложению и менее вязкая, чем нефть в паровой камере, она имеет большую коммерческую ценность. Кроме того, пониженная вязкость требует меньше энергии для течения через нефтяные добывающие скважины.

Кроме того, при нагревании менее подверженная биоразложению нефть из области НГП способна поддерживать активность микробов по выработке газа, если ее все еще можно дополнительно биологически разложить. Таким образом, в некоторых воплощениях настоящего изобретения нефть, естественно присутствующая в области НГП, может вносить свой вклад в качестве питательных веществ для роста микробов.

В другом воплощении настоящего изобретения продуцирующие газ микроорганизмы можно ввести в подземный слой в качестве биоприроста. Для определения идеальных составов питательных веществ и/или составов биоприроста требуется лабораторное исследование, зависящее от местных условий. В одном воплощении настоящего изобретения продуцирующие газ микроорганизмы могут происходить из банка засеваемых микроорганизмов, выделенных и культивированных из соответствующих образцов из керна пласта. В другом воплощении настоящего

изобретения вводимые продуцирующие газ микроорганизмы могут быть стандартными микробиологическими видами или сообществами, для которых известно, что они продуцируют газ в анаэробных условиях при высокой температуре.

В некоторых воплощениях настоящего изобретения может потребоваться доступ к большой части подземной области. Таким образом, в настоящем изобретении предполагаются воплощения, включающие более одной нагнетательной скважины для питательных веществ. Нагнетательные скважины для питательных веществ можно пробурить с различными диаметрами, глубинами (неглубокие или глубокие), горизонтально, направленно и/или вертикально, в зависимости от целевой области для введения питательных веществ. Решение бурить меньше или больше нагнетательных скважин для питательных веществ или горизонтальных и/или вертикальных скважин может быть основано на характеристиках конкретного пласта и вычисленных отношениях стоимости/выгоды.

В некоторых воплощениях настоящего изобретения горизонтальные скважины можно использовать для нацеленной стимуляции конкретных областей в стратиграфическом подразделении на основе температурных или микробиологических условий. В другом воплощении настоящего изобретения горизонтальные скважины могут быть аналогичными горизонтальным скважинам ГДПП. Горизонтальные скважины также могут быть вплоть до 1 км длиной или длиннее в горизонтальном направлении и/или достигать области всего нефтяного пласта.

В одном воплощении настоящего изобретения нагнетательные скважины для питательных веществ можно пробурить из того же положения на поверхности или инфраструктуры, что и существующие добывающие скважины, такие как буровые площадки добывающих скважин ГДПП. Поэтому в некоторых воплощениях, в которых применяют данную технологию в сочетании с другим способом добычи нефти, таким как способ ГДПП, эти дополнительные скважины, вероятно, составляют меньшее приращение затрат на развертывание оборудования.

В одном воплощении настоящего изобретения существующие скважины с вертикальным разграничением границ, пробуренные в целях картирования и геологоразведки до ГДПП, можно использовать в качестве нагнетательных скважин. На фиг. 13 схематично показаны существующие вертикальные скважины 90 с разграничением границ. Настоящее изобретение также предполагает, что добавление любого типа вертикальной скважины, независимо от того, существовали ли до этого вертикальные скважины в пласте.

В другом воплощении настоящее изобретение можно использовать в обычно недоступной зоне, такой как область НГП, до или после способа ГДПП. Тепло, генерируемое с помощью тепловых методов улучшения извлечения нефти, таких как способ ГДПП, доступно только пока способ ГДПП активен и продолжается. Следовательно, когда настоящее изобретение используют до или после способа ГДПП, теплую воду можно вводить в качестве теплового улучшения извлечения нефти для поддержания оптимальных температурных условий для активации банка засеваемых микробов, размножения микробов и выработки газа. Теплую воду можно закачивать непрерывно или периодически. В некоторых воплощениях настоящего изобретения теплую воду можно вводить с питательными веществами и/или микробами.

В одном воплощении настоящего изобретения теплую воду можно вводить в процессе способа ГДПП для добавления тепла в конкретной области НГП.

В другом воплощении и, как может быть понятно специалисту в данной области техники, настоящее изобретение можно использовать в пластах трудноизвлекаемой нефти (известная также как сланцевая нефть, нефть, залегаемая в сланцевой глине, или, в просторечии, нефтеносный сланец). Непостоянное содержание газа является основным фактором переменного успеха добычи нефти из пластов трудноизвлекаемой нефти. В пластах трудноизвлекаемой нефти требуется высокое содержание газа для продвижения нефти в добывающую скважину. Настоящее изобретение можно использовать для выработки дополнительного газа, необходимого для улучшения добычи в жизнеспособных пластах или целевых пластах, которые, в противном случае, были бы экономически нерентабельными из-за низкого содержания газа.

Гидравлический разрыв пласта часто используют для извлечения нефти из пластов трудноизвлекаемой нефти. Составы питательных веществ по настоящему изобретению можно вводить в пласт до, во время или после процесса гидроразрыва. Сочетание питательных веществ и изменения температуры пласта может стимулировать активацию латентных микробов, и, как следствие, выработку газа в результате активности микробов. После периода инкубации выработка газа микробами может вносить вклад в продвижение газа, необходимое для перемещения нефти в добывающие скважины.

В другом воплощении способ по настоящему изобретению может включать зависящие от местных условий контрольные испытания и подготовительные мероприятия для улучшения извлечения нефти, включающие:

отбор образцов керна(кернов) подземного слоя из представляющего интерес места(мест) нефтяного пласта, например, образцов кернов из НГП,

анализ микробного разнообразия в целью выявления редких организмов из банка засеваемых организмов и определение в лаборатории характеристик микробных сообществ в *in situ* отложениях пласта – они могут включать инкубации в условиях градиента температуры, которые моделируют ГДПП кондуктивное нагревание вышележащей НГП,

определение в лаборатории субстратов, питательных веществ, температур, которые являются оптимальными для выработки газа микробными сообществами, являющимися латентными, однако присутствующими в отложениях из представляющего интерес места,

моделирование теплового нагревания с течением времени, например, посредством моделирования кондуктивного нагревания паровой камеры, чтобы определить высокотемпературные условия для оптимальной выработки газа микробами на основе физиологии микроорганизмов из банка засеваемых микроорганизмов без дальнейшего вмешательства,

моделирование дополнительной выработки газа, если в латентное микробное сообщество поставляют питательные вещества, и/или поиск прорастания бактериальных эндоспор, которое может происходить в ответ на температуру и/или питательные вещества, и

применение на практике улучшенного метода добычи нефти в представляющем интерес месте нефтяного пласта.

Настоящее изобретение включает способ добычи нефти из нефтяного пласта под поверхностью Земли. В этом способе обеспечивают нагнетательную скважину в подземном слое для введения по меньшей мере одного питательного вещества. Обеспечивают источник тепла для непрерывного нагревания подземного слоя до, в процессе или после введения по меньшей мере одного питательного вещества. Продуцирующие газ микроорганизмы, расположенные в подземном слое, выдерживают для выработки давления газа, которое продвигает нефть в добывающую скважину для добычи.

В одном воплощении настоящее изобретение включает способ извлечения нефти из нефтяного пласта под поверхностью Земли. В этом способе нагнетательную скважину используют в подземном слое для введения по меньшей мере одного питательного вещества. Источник тепла используют для нагревания подземного слоя до, в процессе или после введения по меньшей мере одного питательного вещества. Продуцирующие газ микроорганизмы, расположенные в подземном слое, используют по меньшей мере одно питательное вещество для выработки давления газа, которое продвигает нефть в

добывающую скважину для добычи.

В другом воплощении настоящее изобретение включает способ извлечения нефти из нефтяного пласта под поверхностью Земли. В этом способе нагнетательную скважину используют в подземном слое для введения по меньшей мере одного питательного вещества. Температура подземного слоя меняется. По меньшей мере один продуцирующий газ микроорганизм вводят в подземный слой. Продуцирующие газ микроорганизмы используют по меньшей мере одно питательное вещество для выработки давления газа, которое продвигает нефть в добывающую скважину для добычи.

В другом воплощении настоящее изобретение включает способ извлечения нефти из нефтяного пласта под поверхностью Земли. В этом способе нагнетательную скважину используют в подземном слое для введения по меньшей мере одного питательного вещества. Температура подземного слое меняется. По меньшей мере один продуцирующий газ микроорганизм стимулируют для выработки давления газа, которое продвигает нефть в добывающую скважину для добычи. Продуцирующий газ микроорганизм может быть введен в подземный слой или естественно находиться в подземном слое.

В одном из воплощений настоящего изобретения отмеченные выше стадии введения, инкубации и добычи могут циклически повторяться. В другом воплощении настоящего изобретения добычу нефти можно выполнять одновременно с инкубацией микробов с помощью введенных питательных веществ.

В дополнительном воплощении настоящее изобретение можно применить к организмам банка засеваемых микроорганизмов в подземных пластах тяжелой нефти, которые в настоящее время являются недоступными, или привлекательными, для обычных и/или тепловых способов извлечения (то есть ГДПП), такие как относительно тонкие слои насыщенных нефтью песков. В таких тонких пластовых зонах способ ГДПП обычно не применяют, поскольку его считают экономически несостоятельным. В этом воплощении, поскольку тепловая энергия не может быть получена посредством параллельного теплового метода, такого как способ ГДПП, тепловую энергию необходимо вводить в отложение с помощью других средств.

В одном воплощении настоящего изобретения тепловую энергию можно поставлять в целевую область путем введения теплой воды, как упоминали ранее. На фиг. 12А показана первая фаза такого воплощения. В нагнетательную скважину 40 для питательных веществ вводят теплую воду, питательные вещества и, при необходимости, микробы 55 из резервуара 60 на поверхности. В одном воплощении настоящего

изобретения теплая вода, питательные вещества и, при необходимости, микробы 55 постоянно протекают в нефтяной пласт 25 для снижения вязкости с помощью тепла и активации и инкубации микробного сообщества, включающего банк засеваемых латентных микроорганизмов, чтобы оно вырабатывало газ, который обеспечивает давление продвижения для добычи нефти.

На фиг. 12В показано одно воплощение второй фазы воплощения настоящего изобретения, показанного на фиг. 12А. В этом воплощении нагнетательная скважина 40 для питательных веществ также может выполнять функцию добывающей скважины. В одном воплощении нагретая, и, следовательно, менее вязкая нефть, продвигается газом, выработанным микроорганизмами на первой фазе (на фиг. 12А) в направлении добывающей скважины (на фиг. 12В).

Температуру теплой воды можно изменять в зависимости от предпочтений целевого микробного сообщества. Теплая вода нагревает отложения и, наряду с питательными веществами, снижает вязкость нефти и может вносить вклад в повышение давления в пласте. Таким образом, приспособленные к высоким температурам микробы активируются и размножаются, вырабатывая газ, который повышает *in situ* давление, приводя к повышенному потоку и добыче нефти.

В одном из воплощений настоящего изобретения теплую воду можно вводить для облегчения добычи нефти и цикл введения/добычи продолжается для повторения. В некоторых воплощениях период циклов введения/добычи может зависеть от пласта и его можно определить с помощью предшествующих попыток при обычной добыче нефти при низкой температуре.

В одном воплощении настоящего изобретения такие чередующиеся циклы могут продолжаться до тех пор, пока не прекратится добыча нефти. В другом воплощении настоящего изобретения инкубация микроорганизмов в подземных отложениях с помощью теплой воды и питательных веществ может продолжаться более нескольких месяцев. В еще одном воплощении настоящего изобретения добыча нефти может продолжаться вплоть до 6 месяцев и более.

В некоторых воплощениях настоящего изобретения нагнетательные скважины для питательных веществ и/или введения теплой воды также можно использовать для добычи нефти.

В некоторых воплощениях настоящего изобретения дополнительную тепловую энергию, поставляемую теплой водой, можно использовать для дополнительной первичной добычи нефти при низких температурах или для вторичной добычи нефти,

такой как технология заводнения.

В одном воплощении подземную часть пласта может быть охлажден при использовании относительно холодной воды или других методов охлаждения для воздействия на микробное сообщество, адаптированное к диапазону температур от низких до умеренных. Холодная вода или другой способ охлаждения охлаждает отложения вместе с микробным сообществом и может вносить вклад в повышение давления в нефтяном пласте. Таким образом, микробы, адаптированные к температурам в диапазоне от низких до умеренных, активируются и размножаются с выработкой газа, который повышает *in situ* давление, что приводит к улучшенному потоку и добыче нефти.

Специалист, понимающий это изобретение, может теперь представить альтернативные структуры и воплощения или варианты раскрытого выше, все из которых подпадают в объем изобретения, как оно определено в нижеследующей формуле изобретения.

Формула изобретения

1. Способ извлечения нефти в подземном слое нефтяного пласта, включающий следующие стадии:

(a) использование по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое;

(b) использование источника тепла для нагревания подземного слоя и активации по меньшей мере одного латентного микроорганизма, находящегося в подземном слое;

(c) введение по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину;

(d) стимулирование активности по меньшей мере одного латентного микроорганизма, находящегося в подземном слое, для выработки газа и

(e) извлечение нефти через добывающую скважину.

2. Способ по п. 1, в котором источник тепла представляет собой побочное кондуктивное тепло потока, принимающего участие в способе извлечения нефти с помощью гравитационного дренирования.

3. Способ по п. 1, в котором источником тепла является теплая вода.

4. Способ по п. 1, в котором стадии (b) и (c) являются переставляемыми в этом способе.

5. Способ по п. 1, в котором стадии (b) и (c) осуществляют одновременно.

6. Способ по п. 1, в котором по меньшей мере один латентный микроорганизм является бактериальным.

7. Способ по п. 1, в котором нефть представляет собой одно из следующего: тяжелую нефть, битуминозную нефть, трудноизвлекаемую нефть и обычную нефть.

8. Способ по п. 1, в котором по меньшей мере одна нагнетательная скважина является также добывающей скважиной.

9. Способ извлечения нефти в подземном слое нефтяного пласта, включающий следующие стадии:

(a) использование по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое;

(b) использование изменения температуры подземного слоя для активации по меньшей мере одного латентного микроорганизма, находящегося в подземном слое;

(c) введение по меньшей мере одного продуцирующего газ микроорганизма в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину;

(d) введение по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину;

(е) стимулирование активности по меньшей мере одного латентного микроорганизма и по меньшей мере стимулирование активности по меньшей мере одного латентного микроорганизма и

(f) извлечение нефти через добывающую скважину.

10. Способ по п. 9, в котором стадии (b), (c) и (d) являются переставляемыми в этом способе.

11. Способ по п. 9, в котором стадии (a) - (f) осуществляют одновременно.

12. Способ по п. 9, в котором стадии (a) - (f) повторяют циклически.

13. Способ по п. 9, в котором по меньшей мере один латентный микроорганизм является бактериальным.

14. Способ по п. 9, в котором нефть представляет собой одно из следующего: тяжелую нефть, битуминозную нефть, трудноизвлекаемую нефть и обычную нефть.

15. Способ по п. 9, в котором стадия (b) включает охлаждение подземного слоя.

16. Способ по п. 9, в котором стадия (b) включает нагревание подземного слоя.

17. Способ по п. 9, в котором по меньшей мере одна нагнетательная скважина является также добывающей скважиной.

18. Способ извлечения нефти в подземном слое нефтяного пласта, включающий следующие стадии:

(a) использование по меньшей мере одной нагнетательной скважины в подземном слое;

(b) использование изменения температуры подземного слоя для активации по меньшей мере одного латентного микроорганизма, находящегося в подземном слое;

(c) введение по меньшей мере одного питательного вещества в подземный слой через по меньшей мере одну нагнетательную скважину;

(d) стимулирование активности по меньшей мере одного латентного микроорганизма и

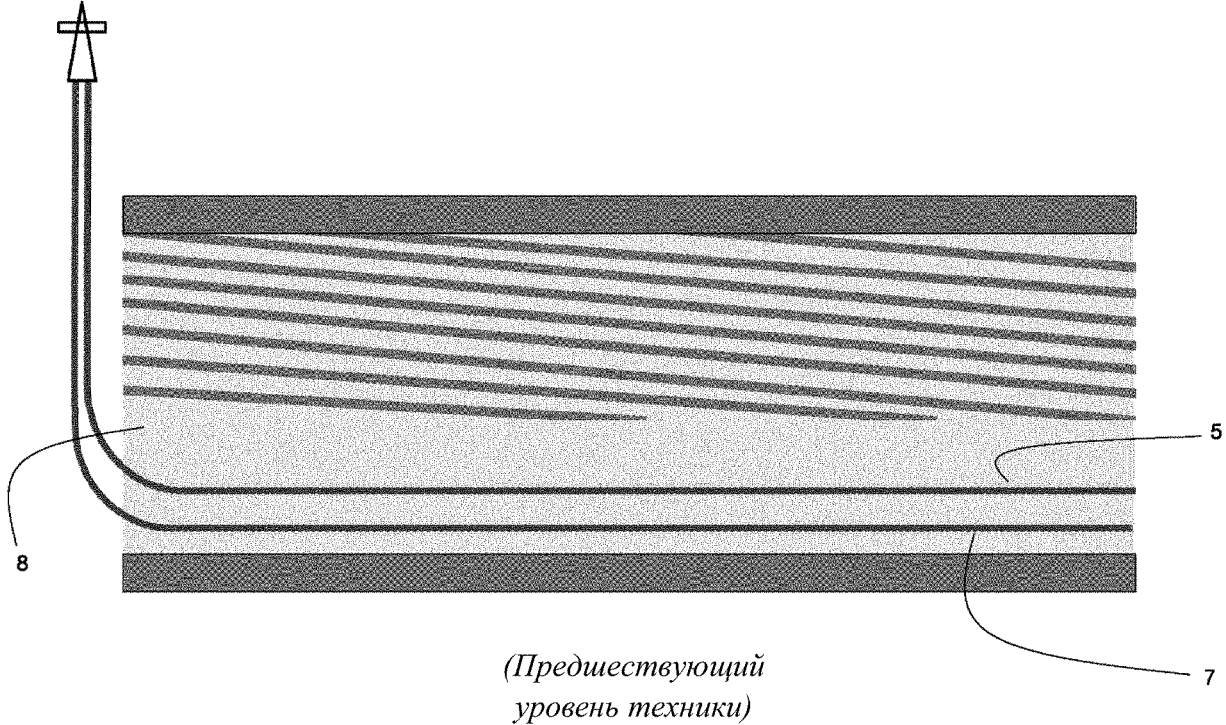
(е) извлечение нефти через добывающую скважину.

19. Способ по п. 1, в котором по меньшей мере один латентный микроорганизм является одним из следующего: образующей эндоспоры термофильной бактерии, образующей эндоспоры мезофильной бактерии, не образующей споры бактерии и *археи*.

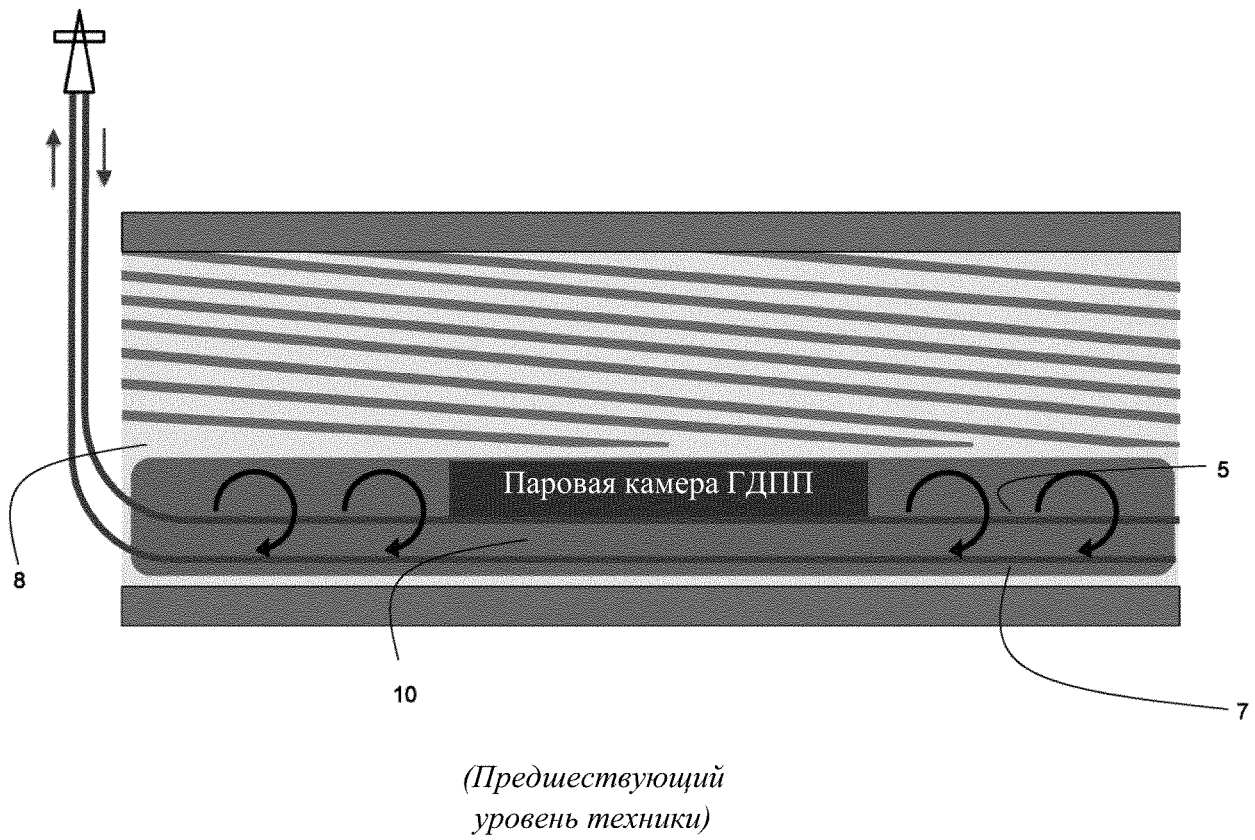
20. Способ по п. 9, в котором по меньшей мере один латентный микроорганизм является одним из следующего: образующей эндоспоры термофильной бактерии, образующей эндоспоры мезофильной бактерии, не образующей споры бактерии и *археи*.

21. Способ по п. 18, в котором по меньшей мере один латентный микроорганизм

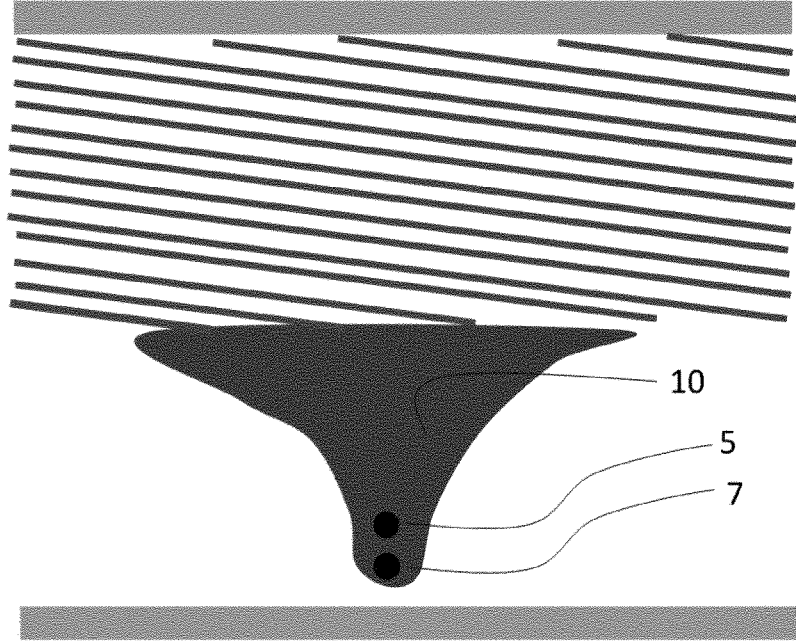
является одним из следующего: образующей эндоспоры термофильной бактерии, образующей эндоспоры мезофильной бактерии, не образующей споры бактерии и *археи*.



Фиг. 1

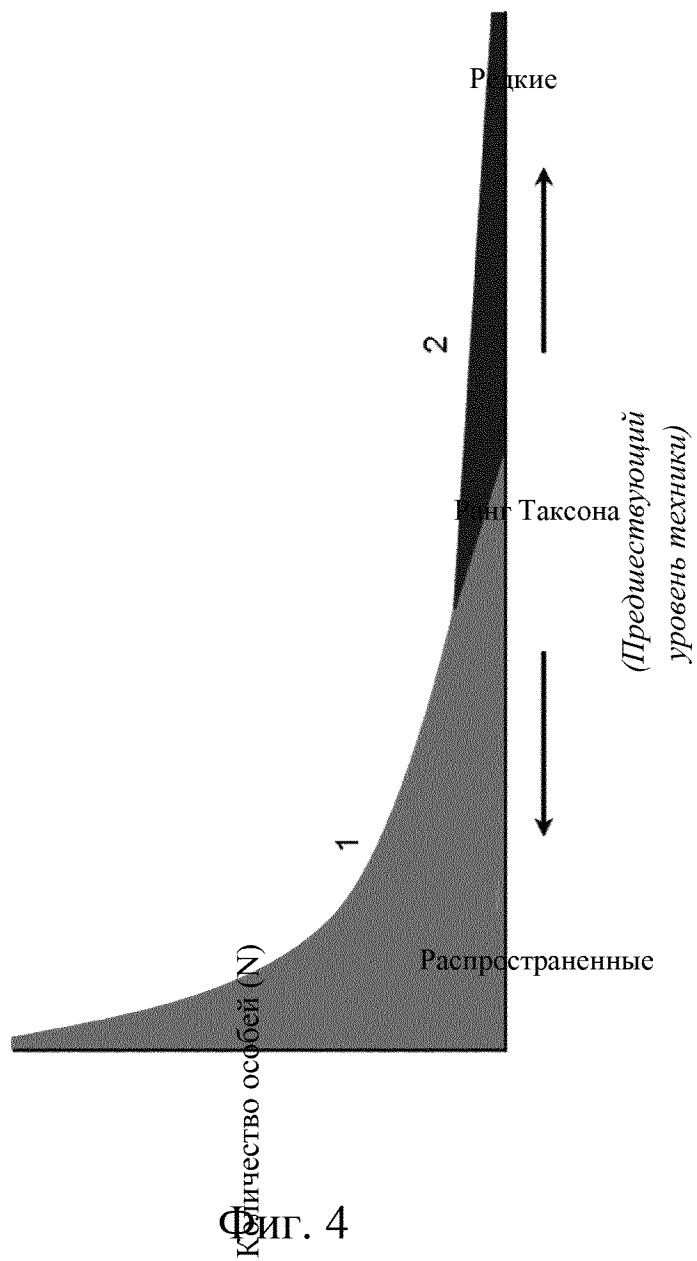


Фиг. 2

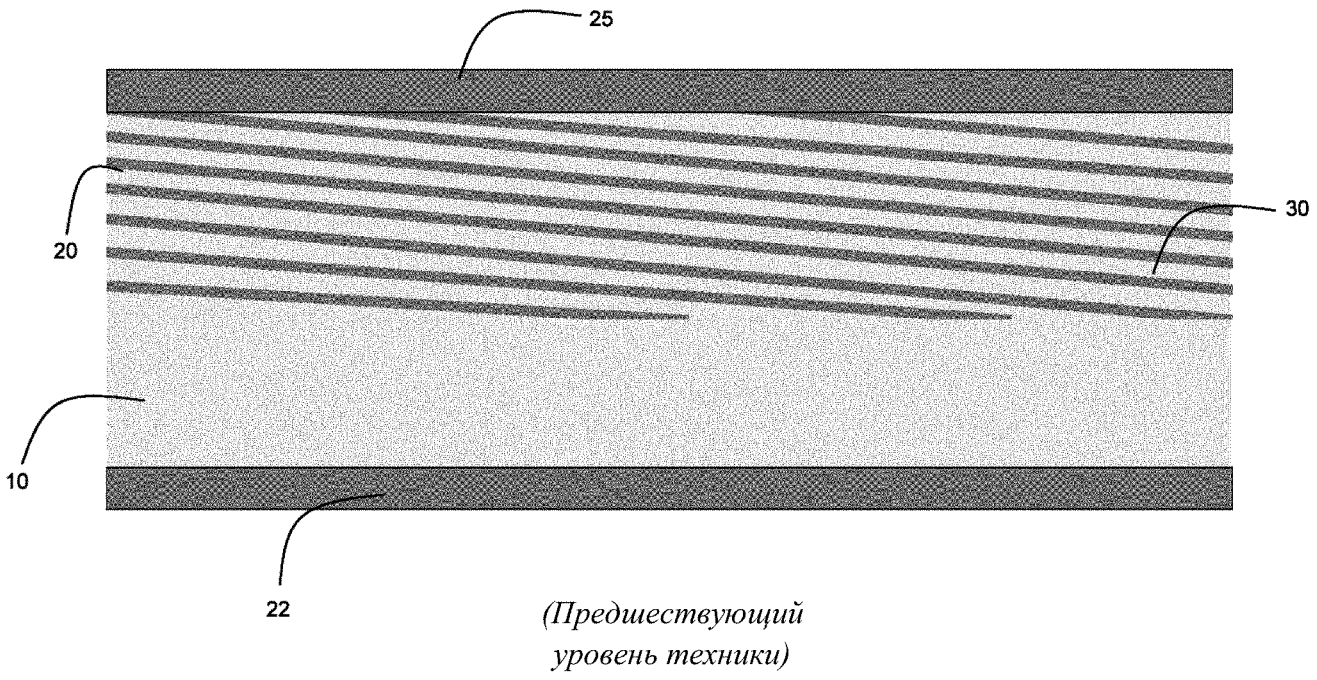


*(Предшествующий
уровень техники)*

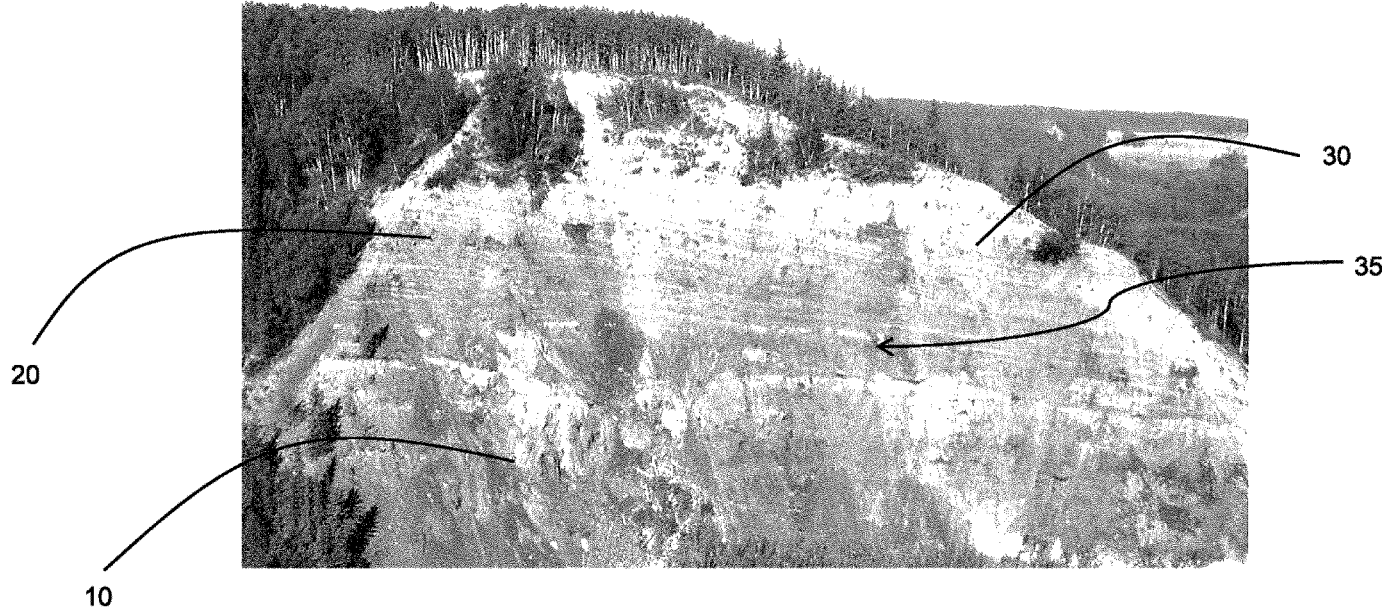
Фиг. 3



ФИГ. 4

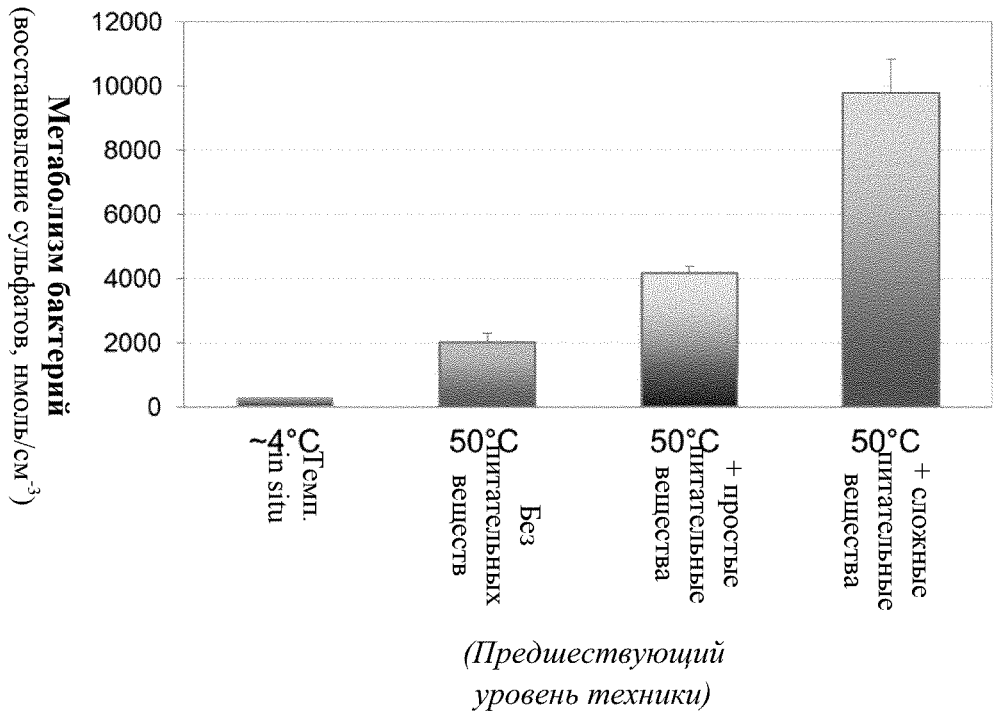


Фиг. 5

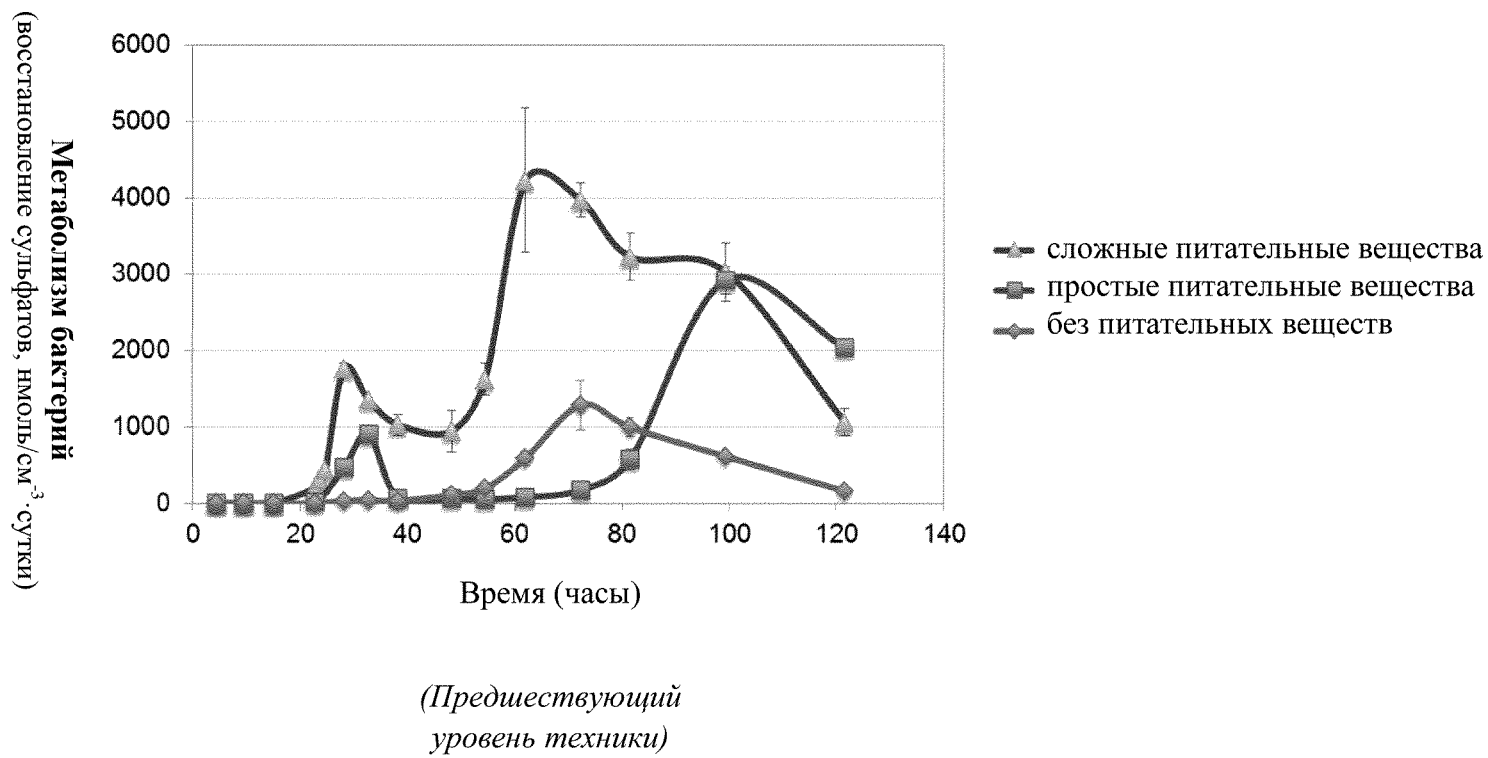


*(Предшествующий
уровень техники)*

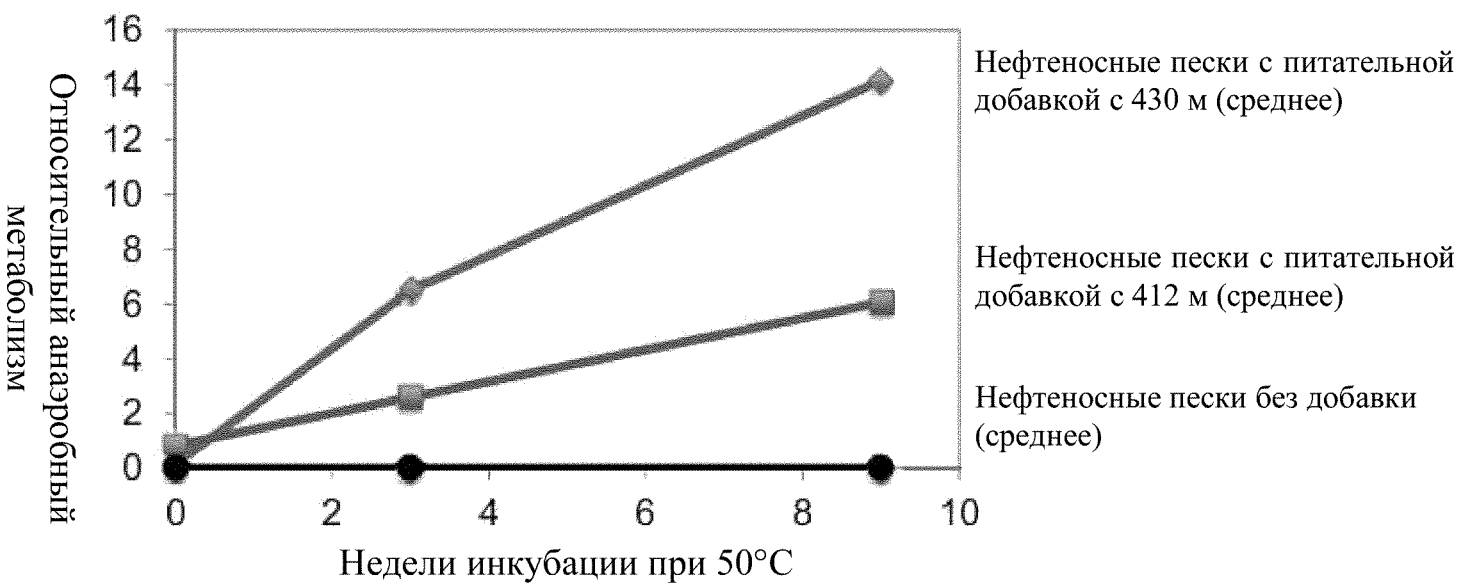
Фиг. 6



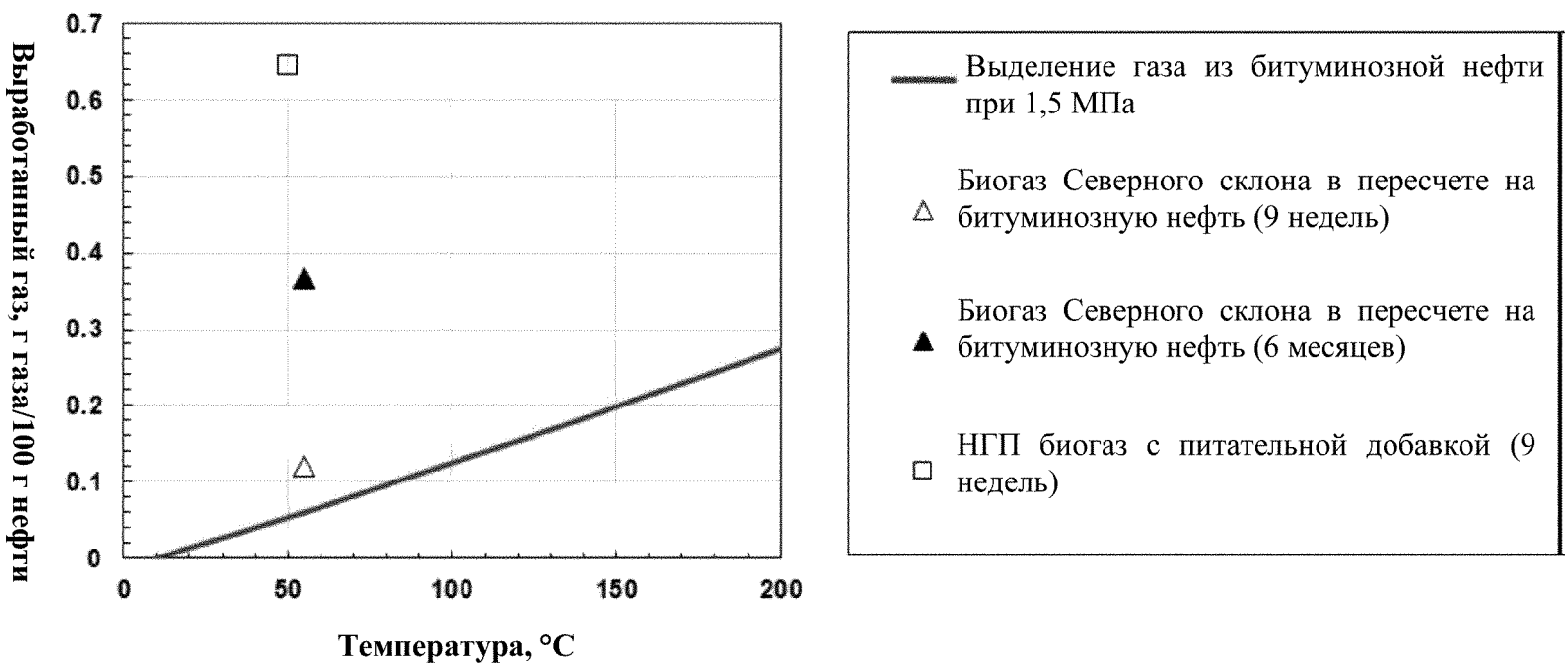
Фиг. 7



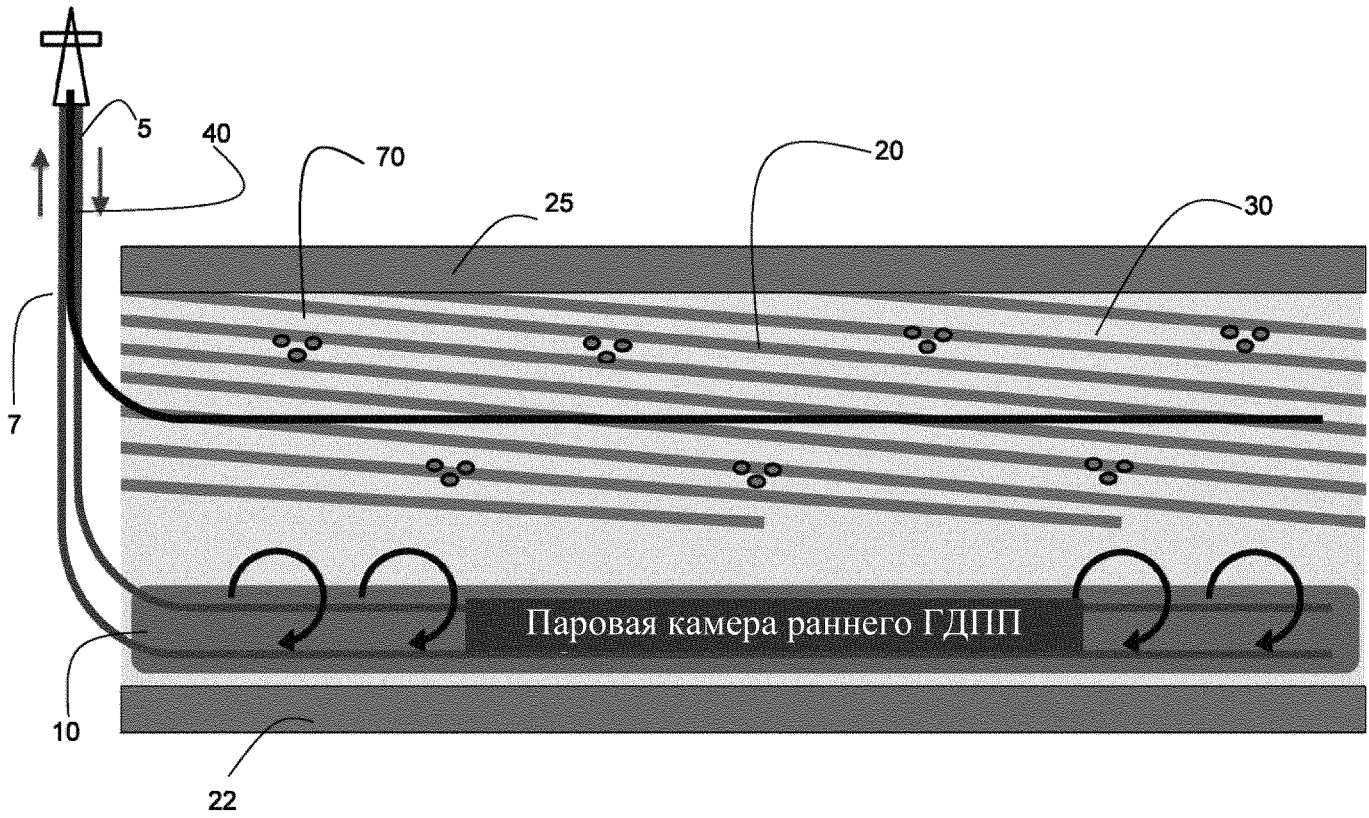
Фиг. 8



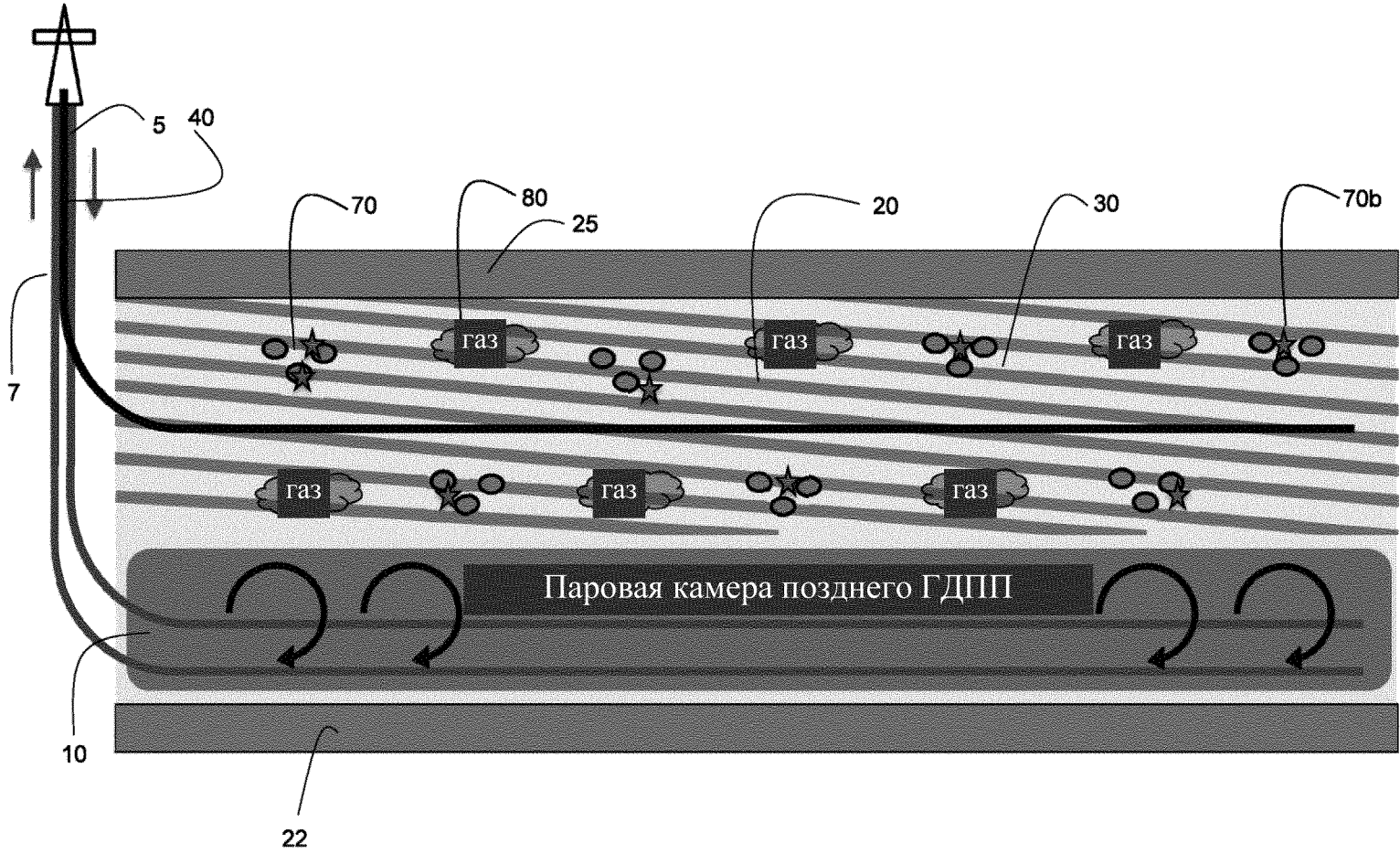
Фиг. 9



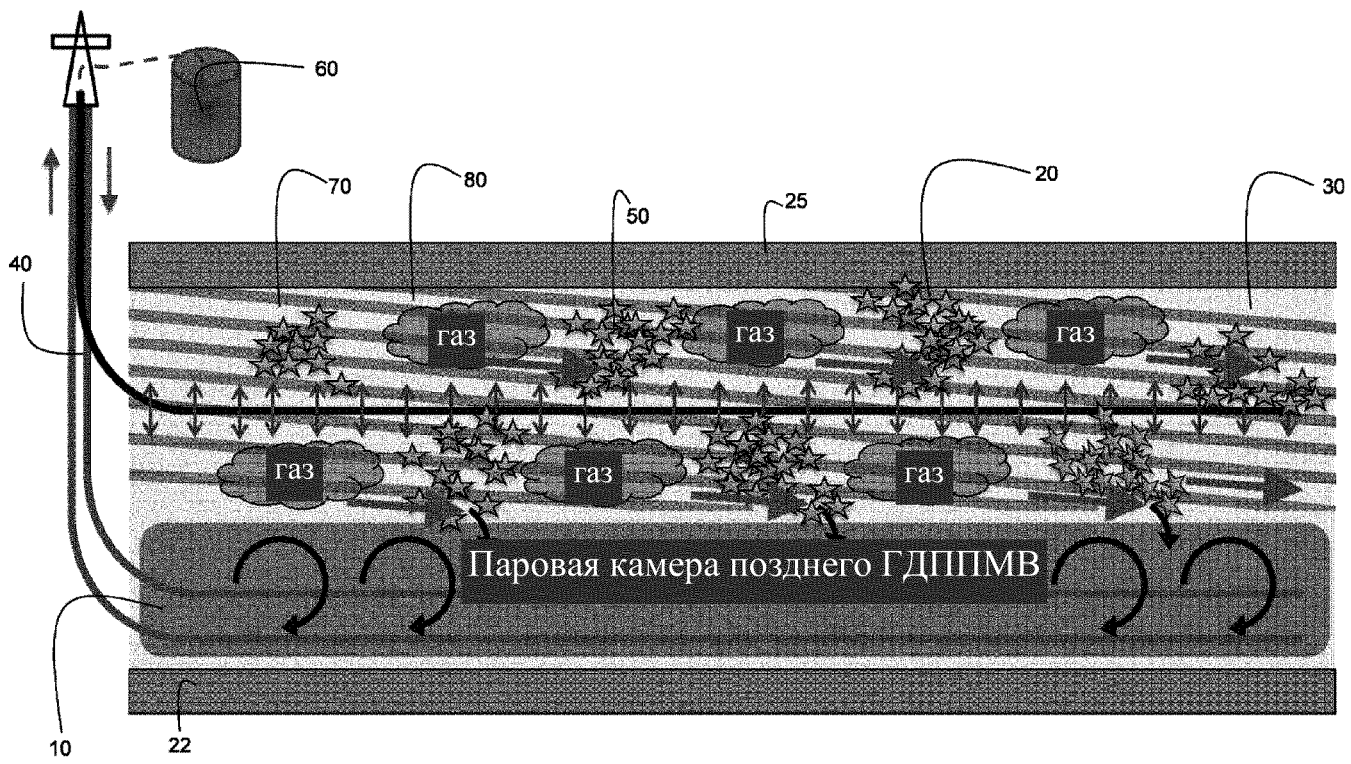
Фиг. 10



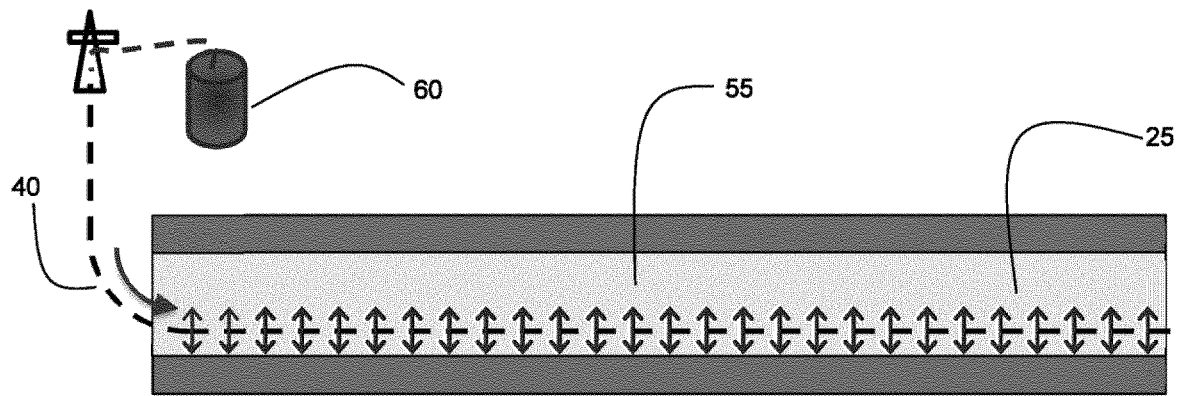
Фиг. 11А



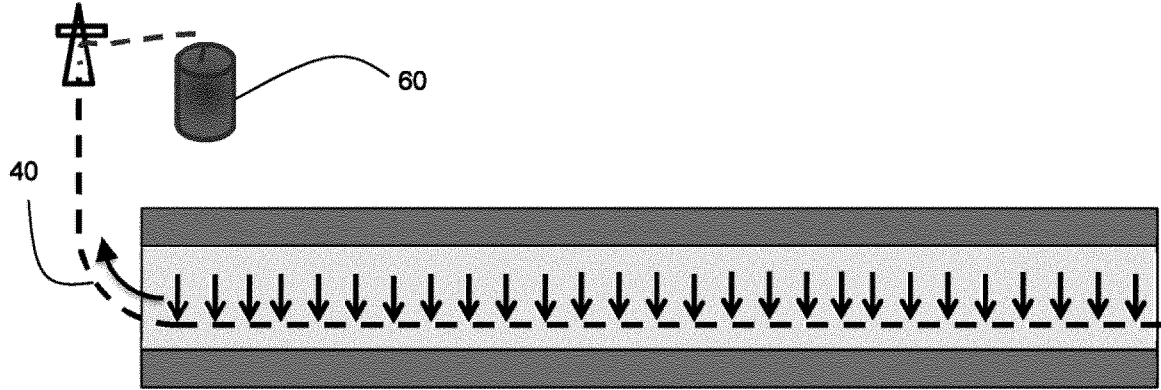
Фиг. 11В



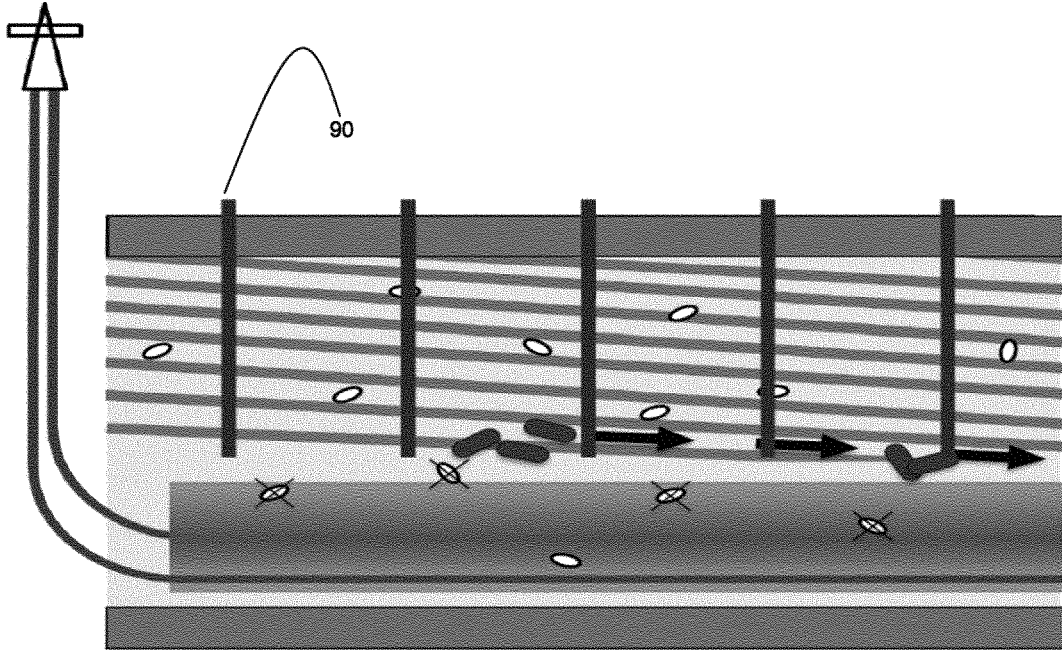
Фиг. 11С



Фиг. 12A



Фиг. 12В



Фиг. 13