

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **033872**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2019.12.04

(21) Номер заявки
201590799

(22) Дата подачи заявки
2013.11.05

(51) Int. Cl. **C09K 8/06** (2006.01)
C09K 8/14 (2006.01)
E21B 33/12 (2006.01)
E21B 43/01 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(54) ТЕКУЧАЯ СРЕДА ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИН И СПОСОБ ЕЁ СОЗДАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

(31) 13/709,790

(32) 2012.12.10

(33) US

(43) 2015.10.30

(86) PCT/US2013/068553

(87) WO 2014/092887 2014.06.19

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ХЭЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ
СЕРВИСИЗ, ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:
Дин Ларри Р. (US)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) US-A-4609476
US-A1-2004059054
US-A-4846280
US-A1-2004138070

(57) В изобретении представлен способ обслуживания скважины в подземном пласте, включающий этапы, согласно которым обеспечивают бурильную колонну, расположенную в скважине и содержащую один или более трубчатых элементов, связанных с ней и формирующих одно или более межтрубных пространств вокруг бурильной колонны, размещают изолирующую пакерную текучую среду, содержащую текучую среду на водной основе и загущающий агент, по меньшей мере в одно из одного или более межтрубных пространств, окружающих бурильную колонну, и выполняют испытание пласта пластоиспытателем, в то время как изолирующая пакерная текучая среда остается на месте. Способ обслуживания скважины внутри подземного пласта, включающий этапы, согласно которым размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и морской водоотделяющей колонной, проходящей от надводного корабля или платформы к подводному устью скважины, причем изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе и загущающий агент и имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)).

033872 B1

033872

B1

Область техники

Настоящее изобретение относится к способам обслуживания скважины. Более конкретно оно относится к композициям для обслуживания скважин, а также к способам испытания пласта пластоиспытателем.

Уровень техники

Природные ресурсы, такие как газ, нефть и вода, залегающие в подземном пласте или области, обычно добывают бурением скважины в подземный пласт с одновременным закачиванием бурового раствора посредством бурильной колонны внутрь скважины.

Испытание пласта пластоиспытателем (DST) обычно применяют для определения производительности скважины, давления, проницаемости и/или протяженности месторождения углеводородов. Испытания пласта пластоиспытателем обычно выполняют с использованием инструмента для остановки скважины, что обеспечивает возможность открывания и закрывания скважины у ее основания, например посредством клапана, который может быть активирован с поверхности. Как правило, во время испытания пласта пластоиспытателем представляющую интерес область изолируют, обеспечивают возможность протекания пластовых текучих сред сквозь бурильную колонну (например, трубу) в течение некоторого интервала времени. Образцы текучих сред, добытых во время испытания пласта пластоиспытателем, собирают и анализируют для определения различных параметров, которые могут относиться к добыче, таких как объем ресурсов (например, нефти или газа) в пласте. Испытание пласта пластоиспытателем также может быть использовано для измерения дебита текучих сред из пласта, температуры и/или давления в пласте или комбинаций вышеперечисленного. Одна из проблем, связанных с проведением испытаний пласта пластоиспытателем в окружающих средах с низкой температурой (например, при бурении в море, вечномёрзлой породе, арктическом бурении), состоит в потенциальной опасности образования газовых гидратов в бурильной колонне. Газовые гидраты в дополнение к потенциальному препятствованию работе оборудования (например, закупориванием канала для потока) могут создавать опасность для оператора. Таким образом, имеется продолжающаяся потребность в усовершенствованных композициях и способах их использования при испытании пласта пластоиспытателем.

Сущность изобретения

Описанный в настоящей заявке способ обслуживания скважины в подземном пласте включает этапы, согласно которым обеспечивают бурильную колонну, расположенную в скважине и содержащую один или более трубчатых элементов, связанных с ней и формирующих одно или более межтрубных пространств вокруг бурильной колонны, размещают изолирующую пакерную текучую среду, содержащую текучую среду на водной основе и загущающий агент, по меньшей мере в одно из одного или более межтрубных пространств, окружающих бурильную колонну, и выполняют испытание пласта пластоиспытателем, в то время как изолирующая пакерная текучая среда остается на месте.

Также описанный в настоящей заявке способ обслуживания скважины в подземном пласте включает этапы, согласно которым размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и морской водоотделяющей колонной, проходящей от надводного корабля или платформы к подводному устью скважины, причем изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе и загущающий агент и имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)).

Также описанный в настоящей заявке способ обслуживания скважины в подземном пласте включает этапы, согласно которым размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и (i) стенкой скважины, (ii) обсадной колонной или (iii) то и другое вместе, причем скважина проникает сквозь вечномёрзлую породу, и при этом изолирующая пакерная текучая среда циркулирует в затрубном пространстве во время выполнения испытания пласта пластоиспытателем.

Представленное выше описание предназначено для широкого освещения особенностей и технических преимуществ настоящего изобретения для лучшего понимания подробного описания настоящего изобретения, изложенного ниже. Дополнительные особенности и преимущества настоящего изобретения описаны ниже в настоящем документе, и они представляют собой предмет формулы изобретения настоящего изобретения. Специалистам в данной области техники будет понятно, что концепция и описанные конкретные варианты реализации изобретения могут быть легко использованы в качестве основы для модификации или разработки других структур для достижения тех же целей настоящего изобретения. Специалистам в данной области техники понятно также, что такие эквивалентные конструкции не выходят за рамки общей идеи и объема настоящего изобретения, описанного далее в приложенной формуле изобретения.

Краткое описание чертежей

Для более полного понимания представленного описания и его преимуществ далее сделана ссылка на следующее краткое описание, изложенное вместе с сопровождающими чертежами и подробным описанием, где подобные позиционные номера относятся к подобным элементам.

На фиг. 1 схематически показан вариант среды, в которой может быть применен способ испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания скважины.

На фиг. 2 показана блок-схема способа испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания скважины.

На фиг. 3 схематически представлены проводящая и конвекционная теплопередачи.

На фиг. 4 и 5 показаны диаграммы температур текучей среды в зависимости от глубины бурения при различных расходах для образцов из примера 1.

На фиг. 6-9 показаны диаграммы реологических свойств образцов из примера 2.

Осуществление изобретения

В первую очередь, следует понимать, что несмотря на то, что ниже приведено иллюстративное описание одного или более вариантов реализации, описанные системы и/или способы могут быть реализованы с использованием любого количества способов, уже известных или существующих в настоящее время. Настоящее изобретение никоим образом не должно быть ограничено приведенными в настоящей заявке вариантами реализации, чертежами и описанными ниже способами, включая примеры конструкций и вариантов реализации, показанных и описанных в настоящей заявке, но может быть модифицировано в рамках пунктов приложенной формулы вместе с полным объемом их эквивалентов.

На чертежах и в описании, которые приведены ниже, одинаковые части обычно обозначены по всему описанию и на чертежах теми же самыми позиционными номерами соответственно. Кроме того, подобные позиционные номера могут относиться к подобным компонентам в различных описанных в настоящей заявке вариантах реализации. Чертежи не обязательно являются масштабированными. Некоторые признаки согласно настоящему изобретению могут быть показаны в увеличенном масштабе или отчасти схематически, и некоторые детали известных элементов могут быть не показаны в целях ясности и краткости изложения. Настоящее изобретение может быть реализовано в различных формах. Конкретные варианты реализации настоящего изобретения подробно описаны в настоящей заявке и показаны на чертежах с пониманием того, что они не предназначены для ограничения настоящего изобретения вариантами реализации, показанными и описанными в настоящей заявке. Следует понимать, что различные варианты реализации, описанные в настоящей заявке, могут быть использованы отдельно или в любой подходящей комбинации для достижения необходимых результатов.

Если явно не указано иное, использование терминов "соединяют", "взаимодействуют", "связывают", "прикрепляют" или любых других таких терминов, описывающих взаимодействие между элементами, не означает ограничения взаимодействия только прямым взаимодействием между элементами и также может включать косвенное взаимодействие между описанными элементами.

Если явно не указано иное, использование терминов "верхний", "вверх", "выше по стволу скважины", "выше по ходу потока" или других таких терминов должно быть понято как направление в общем от пласта к поверхности земли или к поверхности акватории; аналогично, использование терминов "вниз", "нижний", "в нижнем направлении", "к забою скважины", "ниже по ходу потока" или других подобных терминов должно быть понято как направление в общем к пласту от поверхности земли или от поверхности акватории независимо от ориентации скважины. Использование любого одного или более из приведенных выше терминов не должно толковаться как обозначение положений исключительно вдоль вертикальной оси.

Если явно не указано иное, использование термина "подземный пласт" должно быть понято как охватывающее области, расположенные ниже открытой почвы, и подземные области, а также области, закрытые водой, такие как океан или водоем.

В настоящей заявке описаны варианты реализации способов обслуживания скважин, а также текучие среды, устройства и системы, которые могут быть использованы для реализации этих способов. В частности, в настоящей заявке описаны варианты реализации испытания пласта с использованием пластоиспытателя (DST). При испытании пласта пластоиспытателем описанного в настоящей заявке типа используют одну или более текучих сред (например, изолирующих текучих сред), которые согласно некоторым вариантам реализации могут быть извлечены и/или снова использованы в тех же самых или последующих скважинных операциях.

На фиг. 1 показан вариант реализации рабочей среды, в которой могут быть использованы обслуживающие скважину устройство и/или система (например, описанного в настоящей заявке типа). Следует отметить, что несмотря на то, что на некоторых из чертежей могут быть показаны горизонтальные или вертикальные скважины, принципы действия описанных в настоящей заявке способов, устройств и систем могут быть подобным образом применены к горизонтальным конфигурациям скважин, известным вертикальным конфигурациям скважин и комбинациям вышеперечисленного. Таким образом, горизонтальная и/или вертикальная части скважины, показанные на данных чертежах, не должны рассматриваться как ограничение скважины любой конкретной конфигурацией.

Согласно одному варианту реализации, показанному на фиг. 1, рабочая среда в общем содержит скважину 15, которая проникает сквозь подземный пласт 10 с целью извлечения углеводородов. Скважина может быть пробурена в подземный пласт 10 любым подходящим способом. Например, согласно одному варианту реализации буровое или обслуживающее оборудование может быть размещено на морской плавучей платформе 20 или буровом судне, которые могут быть частично погружены ниже уровня 30 моря. Скважину бурят в пласте 10 ниже морского дна 40. Согласно данному варианту реализации бу-

ровое или обслуживающее оборудование содержит буровую вышку с роторной площадкой, сквозь которую различные спусковые колонны (например, бурильная колонна, инструментальная колонна, сегментированная лифтовая колонна, сочлененная лифтовая колонна или любое другое подходящее транспортирующее средство или комбинации вышеперечисленного), в общем определяющие расход в осевом направлении, могут быть расположены внутри или частично внутри скважины. Согласно одному варианту реализации такая колонна может содержать две или более концентрически расположенных колонн труб или трубопроводов (например, первая спусковая колонна может быть расположена внутри второй спусковой колонны). Буровое или обслуживающее оборудование может быть традиционным и может содержать лебедку с механическим приводом и другое сопутствующее оборудование для спуска колонны в скважину. Согласно другому варианту реализации могут быть использованы подобным образом любое буровое и/или обслуживающее оборудование подходящего типа и/или конфигурации. Согласно данному варианту реализации одна или более различных спусковых колонн могут быть использованы для бурения, стимуляции, завершения или иного обслуживания скважины или комбинаций вышеперечисленного. Согласно одному варианту реализации спусковая колонна содержит бурильную колонну 50.

Скважина 15 может проходить фактически вертикально от морского дна 40 вдоль наклонной или горизонтальной части скважины. Согласно другим вариантам реализации части или, по существу, вся скважина 15 может быть вертикальной, наклонной, горизонтальной и/или изогнутой. Согласно одному варианту реализации части или фактически вся скважина 15 может быть обсаженной, необсаженной или комбинациями вышеперечисленного. Согласно одному варианту реализации, если вся скважина 15 или ее часть обсажена обсадной колонной 80, части обсадной колонны или, по существу, вся обсадная колонна может быть зафиксирована в заданном положении внутри скважины 15 известным способом с использованием цемента 25; согласно другому варианту реализации обсадная колонна 80 может быть зафиксирована внутри скважины 15 с использованием пакера (например, постоянного/извлекаемого механического или разбухающего пакера, такого как SWELLPACKERS, имеющийся в продаже в компании Halliburton Energy Services, г. Хьюстон, штат Техас).

На фиг. 2 показан вариант реализации способа 1000 испытания пласта с использованием пластоиспытателя. Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 2, способ 1000 испытания пласта пластоиспытателем, в целом, включает этапы, согласно которым на этапе 1100 бурят скважину, на этапе 1200 закачивают изолирующую пакерную текучую среду (IPF) и обеспечивают ее циркуляцию в межтрубном пространстве, окружающем бурильную колонну, на этапе 1300 обеспечивают возможность протекания выработанных углеводородов на поверхность, на этапе 1400 исследуют выработанные углеводороды и сопутствующие признаки скважины, на этапе 1500 направляют по меньшей мере часть изолирующей пакерной текучей среды для извлечения и/или повторного использования, на этапе 1600 заглушают скважину открыванием клапанов эксплуатационного пакера, на этапе 1700 заполняют бурильную колонну раствором для заканчивания скважин, на этапе 1800 заканчивают скважину и при необходимости направляют по меньшей мере часть изолирующей пакерной текучей среды для извлечения и/или повторного использования на этапе 1500 или комбинации вышеперечисленных этапов.

Согласно различным вариантам реализации испытание пласта пластоиспытателем описанного в настоящей заявке типа в качестве неограничивающих примеров может быть использовано в только что пробуренных скважинах (например, при временном прекращении бурения после достижения интервала на необходимой глубине или при постоянном прекращении бурения после достижения общей глубины), в ранее пробуренных скважинах, которые ранее не были закончены или сданы в эксплуатацию, в ранее пробуренных скважинах, которые ранее не были закончены, но которые эксплуатировались и давали продукцию, а также в скважинах, которые ранее были закончены, но не были сданы в эксплуатацию, а вместо этого были повторно закончены, или в скважинах, находящихся в капитальном ремонте (например, подвергнутых повторному растрескиванию), или в комбинациях вышеперечисленного.

Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, скважина 15 может быть пробурена в подземном пласте 10, как описано выше в настоящей заявке. Согласно одному варианту реализации бурильная колонна 50, которая в общем осевой образует проточный канал 55, в целом, может проходить в нижнем направлении от уровня моря 30 к морскому дну 40 сквозь и/или внутри морской водоотделяющей колонны 60 и, таким образом, фактически ограничивать затрубное пространство 110 между бурильной колонной 50 и морской водоотделяющей колонной 60. Согласно одному варианту реализации самая нижняя часть морской водоотделяющей колонны 60 может проходить к подводному узлу устья скважины, завершаться в нем и/или может быть прикреплена к подводному узлу устья скважины, который может включать морскую донную фонтанную арматуру, содержащую различные компоненты, такие как противовыбросовый превентор (ПВП) или блок противовыбросовых превенторов 130. Противовыбросовый превентор 130 может содержать любую подходящую конфигурацию клапанов, кольцевых превенторов, глухих плашек, срезных плашек или комбинации вышеперечисленного. Противовыбросовый превентор 130 может быть расположен над морским дном 40 и фактически на морском дне 40; например противовыбросовый превентор 130 может быть расположен, по существу, рядом (например, выше, например, непосредственно над устьем скважины, обсадной колонной скважины, морской донной фонтан-

ной арматурой или тому подобное).

Согласно одному варианту реализации бурильная колонна 50 может проходить сквозь противовыбросовый превентор 130 в пласт 10. Согласно одному варианту реализации бурильная колонна 50 может проходить фактически до конца (например, "забоя") скважины 15, например фактически до полной глубины скважины 15. Например, согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, в котором по меньшей мере часть скважины 15 окружена обсадной колонной 80, затрубное пространство 110 может проходить в пласт 10 и может быть, в целом, ограничено бурильной колонной 50 и обсадной колонной 80, в дополнение к данному или согласно другому варианту реализации, в котором вся скважина 15 или ее часть является не обсаженной, затрубное пространство 110 может быть аналогичным образом ограничено бурильной колонной 50 и скважиной 15 (например, одной или более стенками скважины).

Несмотря на то, что на фиг. 1 показан вариант реализации, в котором бурильную колонну 50 охватывает единое затрубное пространство (т.е. затрубное пространство 110), для специалистов очевидно, что бурильную колонну 50 могут концентрически окружать различные конфигурации трубчатых колонн и, таким образом, обеспечивать дополнительные концентрически проходящие наружу затрубные пространства. Например, согласно дополнительному варианту реализации морская водоотделяющая колонна 60 может быть дополнительно заключена в кожух в наружной трубчатой колонне, например второй морской водоотделяющей колонне. В таком варианте реализации морская водоотделяющая колонна 60 и вторая водоотделяющая колонна, в целом, могут ограничивать второе затрубное пространство.

Специалисту после ознакомления с описанием настоящего изобретения будет понятно, что во время буровых работ буровая текучая среда может циркулировать (например, в прямом направлении) в пласт 10 (например, в скважину 15) вдоль осевого проточного канала 55 бурильной колонны 50 и возвращаться к платформе 20 вдоль затрубного пространства 110. Также специалисту после ознакомления с описанием настоящего изобретения будет понятно, что циркуляция такой буровой текучей среды во время буровых работ может эффективно способствовать удалению отходов бурения из скважины 15 (например, бурового шлама), суспендированию отходов бурения, управлению пластовым давлением, охлаждению и/или смазыванию бурового оборудования (например, коронки), поддержанию устойчивости скважины (например, необсаженной части ствола скважины) или комбинациям вышеперечисленного.

Кроме того, в варианте реализации, показанном на фиг. 1, пакер 100 может быть внедрен и/или встроен внутрь бурильной колонны 50 и расположен в скважине 15 ниже уровня морского дна 40, как будет описано ниже в настоящей заявке. Согласно другому варианту реализации после завершения бурения эксплуатационная колонна и ее эксплуатационный пакер могут быть размещены в скважине, и испытание (аналогично называемое в настоящей заявке испытанием пласта пластоиспытателем) может быть выполнено, например, в соответствии с расположением, показанным на фиг. 1, и процессом, описанным на этапе 1100, как показано на фиг. 2.

После прекращения буровых работ циркуляция буровой текучей среды или бурового раствора в затрубном пространстве 110 может быть остановлено подобным образом с оставлением существенной части бурильной колонны в открытом для окружающей среды состоянии, что может привести к нежелательному образованию газовых гидратов, как описано ниже. Таким образом, согласно различным вариантам реализации настоящего изобретения после окончательного или в качестве альтернативы временного прекращения буровых работ, например, если необходимо обеспечить возможность передачи пластовой текучей среды из пласта на поверхность (например, для испытания рабочих характеристик пласта с использованием пластоиспытателя), как описано в настоящей заявке, по меньшей мере часть бурильной колонны 50 может быть изолирована (например, частично или фактически термически изолирована) от окружающей среды (например, от акватории, сквозь которую проходит бурильная колонна) с помощью изолирующей пакерной текучей среды (IPF) типа, описанного в настоящей заявке.

Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, изолирующая пакерная текучая среда может быть введена в затрубное пространство 110, окружающее бурильную колонну 50 (например, затрубное пространство между бурильной колонной 50 и морской водоотделяющей колонной 60). Например, согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать, например, с подходящим расходом сквозь затрубное пространство 110. Согласно одному варианту реализации циркуляция изолирующей пакерной текучей среды сквозь затрубное пространство 110 может быть обеспечена работой одного или более насосов, которые, например, могут быть расположены на платформе 20 ближайшего вспомогательного судна.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать в затрубном пространстве 110 в соответствии с любой подходящей комбинацией путей потока. Например, согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать в нижнем направлении сквозь затрубное пространство 110 и возвращаться к платформе 20 посредством вторичной выкидной линии 140 (такой как линия для управления скважиной или вспомогательная линия), как указано стрелками 150 потока. Согласно другому варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать в нижнем направлении вдоль вторичной выкидной линии 140 и вверх сквозь затрубное пространство 110. Согласно данному варианту реализации вторичная выкидная линия 140 может быть размещена в затрубном пространстве (например, вторичная выкид-

ная линия 140 может расположена внутри морской водоотделяющей колонны 60). В дополнение к данному или согласно другому варианту реализации затрубное пространство 110 может быть разделено по меньшей мере на два пути потока, в результате чего может быть обеспечена возможность циркулирования текучих сред вдоль этих потоков в обоих направлениях.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать до подходящей глубины в затрубном пространстве 110. Например, согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, путь циркуляции изолирующей пакерной текучей среды (например, как указано стрелкой 150) проходит, по существу, к морскому дну 40, что может быть достигнуто посредством отводной задвижки 27, расположенной на подводном узле устья скважины или его компоненте (например, противовыбросовом превенторе 130). Согласно другому варианту реализации путь циркуляции может проходить в подземный пласт в зависимости от конкретного пути (или путей) потока, предусмотренного для изолирующей пакерной текучей среды, например пути потока, по существу, подобного пути потока буровой текучей среды, циркулирующей во время буровых работ. Согласно различным вариантам реализации изолирующая пакерная текучая среда может быть закачана в необходимое затрубное пространство (например, затрубное пространство в морской водоотделяющей колонне, проходящей от примерно подводного устья скважины до примерно расположенной на поверхности платформы) и может поддерживать статический баланс (например, прекращением закачивания/циркуляции), динамический баланс (например, непрерывным закачиванием/циркуляцией с высоким, низким или изменяющимся расходом) и/или поддерживать комбинации статического и динамического балансов (например, периодическим закачиванием/циркуляцией с высоким, низким или изменяющимся расходом).

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может циркулировать в затрубном пространстве 50 (например, может быть закачана в затрубное пространство 50) при температуре от примерно 30°F (-1,1°C) до примерно 140°F (60°C), согласно другому варианту реализации от примерно 70°F (21,1°C) до примерно 90°F (32,2°C), согласно другому варианту реализации от примерно 30°F (-1,1°C) до примерно 70°F (21,1°C) или согласно другому варианту реализации от примерно 60°F (15,6°C) до примерно 14°F (-10°C). Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может служить для изоляции бурильной колонны 50 и межтрубных пространств 110, например, для минимизации теплопередачи (например, теплопотерь) между бурильной колонной, затрубным пространством 110 и/или окружающей морской водой, как описано в настоящей заявке. Согласно одному варианту реализации вся изолирующая пакерная текучая среда или ее часть может быть возвращена к платформе 20 с обозначением как использованная изолирующая пакерная текучая среда и может быть рециклирована для формирования рециклированной изолирующей пакерной текучей среды, которая впоследствии может быть использована повторно; согласно другому варианту реализации использованная изолирующая пакерная текучая среда может быть сохранена для более позднего использования, или согласно другому варианту реализации использованная изолирующая пакерная текучая среда может быть утилизирована. Согласно одному варианту реализации рециклированная изолирующая пакерная текучая среда может быть подвергнута процессу температурной модификации (т.е. нагреванию или повторному нагреванию) с целью обеспечения пользователя и/или процесса изолирующей пакерной текучей средой, имеющей необходимую температуру перед рециркуляцией в затрубное пространство 110.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе, загущающий агент, углеводороды, полиспирты, неорганические добавки или комбинации вышеперечисленного.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе. Как описано в настоящей заявке, текучая среда на водной основе относится к текучей среде, имеющей содержание неводной текучей среды, которое равно или меньше чем примерно 20, 15, 10, 5, 2 или 1 об.% от общего объема изолирующей пакерной текучей среды. Текучие среды на водной основе, которые могут быть использованы в изолирующей пакерной текучей среде, включают любую водную текучую среду, подходящую для использования в подземных случаях применения. Например, изолирующая пакерная текучая среда может содержать воду или рассол. Согласно одному варианту реализации текучая среда на водной основе содержит рассол. В таком варианте реализации рассол, в целом, содержит воду и неорганическую одновалентную соль, неорганическую многовалентную соль или то и другое вместе. Водный рассол может быть природным или искусственно созданным. Вода, присутствующая в рассоле, может быть получена из любого подходящего источника, примеры которых включают помимо прочего морскую воду, воду из магистрального водопровода, пресную воду, промышленную воду или комбинации вышеперечисленного. В воде может присутствовать соль или соли в количестве, достаточном для достижения плотности в диапазоне от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л), согласно другому варианту реализации от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 12,3 фунт/галл (1,47 кг/л) или согласно другому варианту реализации от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 14,2 фунт/галл (1,7 кг/л). Согласно одному варианту реализации соль или соли в воде могут присутствовать в текучей среде на водной основе в количестве, достаточном для получения насыщенных рассолов.

Неограничивающие примеры водных рассолов, подходящих для использования в настоящем изо-

бретении, включают рассолы на основе хлорида, на основе бромида, на основе фосфата или на основе формиата, содержащие одновалентные и/или многовалентные катионы, соли щелочей и щелочноземельных металлов или комбинации вышеперечисленного. Дополнительные примеры подходящих рассолов включают помимо прочего NaCl, KCl, NaBr, CaCl₂, CaBr₂, ZnBr₂, хлорид аммония (NH₄Cl), фосфат калия, формиат натрия, формиат калия, формиат цезия, этилформиат, метилформиат, метилхлороформиат, триэтилортоформиат, триметилортоформиат или комбинации вышеперечисленного.

Выбор рассола может зависеть от множества факторов, таких как состояние пласта и необходимая плотность результирующего раствора. Рассол может присутствовать в количестве от примерно 2,0 мас.% до примерно 63% веса на основании общей массы изолирующей пакерной текучей среды. Согласно другому варианту реализации текучая среда на водной основе может содержать баланс изолирующей пакерной текучей среды с учетом количества других используемых компонентов.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит загущающий агент. Неограничивающие примеры загущающих веществ, подходящих для использования в настоящем изобретении, включают помимо прочего неорганические материалы, синтетический гекторит, органophilные глины (например, обработанные амином глины), водорастворимые полимеры, биополимеры, синтетические полимеры, полиамидные смолы, многоосновные карбоновые кислоты, мыла, вязкоупругие поверхностно-активные вещества или комбинации вышеперечисленного. Загущающий агент может присутствовать в изолирующей пакерной текучей среде в количестве от примерно 0,1 фунт/баррель (0,28 кг/м³) до примерно 25,0 фунт/баррель (71,3 кг/м³), согласно другому варианту реализации от примерно 0,1 фунт/баррель (0,28 кг/м³) до примерно 8 фунт/баррель (22,8 кг/м³) или согласно другому варианту реализации от примерно 4 фунт/баррель (11,4 кг/м³) до 9 фунт/баррель (25,7 кг/м³).

Согласно одному варианту реализации загущающий агент содержит биополимер. Неограничивающие примеры биополимеров, подходящих для использования в настоящем изобретении, включают полиозы, лигносульфонаты, хитины, хитозаны, протеины, протеиновые материалы, жирные спирты, жирные сложные эфиры, соли жирной кислоты, их производные или комбинации вышеперечисленного. Большое количество примеров биополимеров, подходящих для использования в настоящем изобретении, описаны в патентах США №№ 8109335; 8230925 и публикации патентной заявки США № 20110227254 A1, которые по ссылке полностью включены в настоящую заявку.

Согласно одному варианту реализации биополимер содержит полисахариды, такие как крахмалы, целлюлозу, декстран, замещенные или незамещенные галактоманнаны, гуаровые смолы, полисахариды с большим молекулярным весом, образованные из маннозных и галактозных сахаров, гетерополисахариды, полученные ферментацией извлеченного из крахмала сахара (например, ксантановая смола), диутан, склероглюкан, их производные или комбинации вышеперечисленного.

Согласно одному варианту реализации биополимер содержит гуар или производные гуара. Неограничивающие примеры производных гуара, подходящих для использования в настоящем изобретении, включают гуар гидроксипропил, гуар карбоксиметилгидроксипропил, гуар карбоксиметил, гидрофобно-модифицированные гуары, содержащие гуар составы, синтетические полимеры или комбинации вышеперечисленного.

Согласно одному варианту реализации биополимер содержит целлюлозу или производное целлюлозы. Неограничивающие примеры производных целлюлозы, подходящих для использования в настоящем изобретении, включают простые эфиры целлюлозы, карбоксилцеллюлозу, карбоксиалкилгидроксипропил целлюлозу, оксиэтилцеллюлозу, гидроксипропилцеллюлозу, карбоксиметилгидроксипропил целлюлозу, карбоксиметилцеллюлозу или комбинации вышеперечисленного.

Согласно одному варианту реализации биополимер содержит крахмал. Неограничивающие примеры крахмалов, подходящих для использования в настоящем изобретении, включают нативные крахмалы, регенерированные крахмалы, восковые крахмалы, модифицированные крахмалы, предварительно клейстеризованные крахмалы или комбинации вышеперечисленного.

Согласно одному варианту реализации загущающий агент содержит загустители GELTONE II и/или загуститель TEMPERUS. Загустители GELTONE II представляют собой органophilную глину, и загуститель TEMPERUS представляет собой модифицированную жирную кислоту, обе из которых имеются в продаже в компании Halliburton Energy Services, Inc.

Согласно одному варианту реализации загущающий агент содержит модифицированную целлюлозу, такую как оксиэтилцеллюлоза (HEC). В таких вариантах реализации изолирующая пакерная текучая среда может содержать дополнительные материалы, которые облегчают использование модифицированной целлюлозы (например, HEC). Например, изолирующая пакерная текучая среда может содержать эффективное количество двухвалентных катионов (например, Zn²⁺), которые облегчают использование HEC в качестве загущающего вещества.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит ингибитор гидратообразования, такой как спирт или полиспирт. Например, изолирующая пакерная текучая среда может содержать 1,2-спирты; 1,3-спирты или комбинации вышеперечисленного. Помимо прочего, примером подходящих 1,2-спиртов является полисахарид (например, гуаровая смола), и примером подходящих 1,3-спиртов является поливиниловый спирт. Согласно одному варианту реализации ингибитор гид-

ратообразования содержит бутанол и спирты C5 или выше, а также моно-, ди- и триэтиленгликоль; моно-, ди- и трипропиленгликоль; дибутиленгликоль, гликолевые эфиры, такие как монобутиловый эфир этиленгликоля и диметиловый эфир диэтиленгликоля, гликоли с низкой температурой помутнения, гликолямины, полиглицерин, полигликоль и их смеси. Согласно одному варианту реализации ингибитор гидратообразования содержит сахар, сахарные спирты или комбинации вышеперечисленного. Конкретные подходящие сахара и сахарные спирты включают помимо прочего глюкозу, фруктозу, галактозу, маннозу, солодовый сахар, сахарозу, сорбит, маннит, ксилит и их смеси.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит одну или более добавок для улучшения свойств текучей среды. Добавки, которые могут быть включены в изолирующую пакерную текучую среду, включают без ограничения снижающие водоотдачу вещества, ингибиторы коррозии, стабилизаторы глинистых сланцев, поглотители растворенного кислорода, пестициды, пеногасители и т.п. Добавки для улучшения свойств изолирующей пакерной текучей среды могут быть включены индивидуально или в комбинации друг с другом и в количестве, эффективном для удовлетворения одного или более требований пользователя и/или процесса.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда содержит изолирующие пакерные текучие среды N-SOLATE, которые являются высокоэффективными изолирующими пакерными текучими средами и имеются в продаже в компании Halliburton Energy Services, Inc. Плотность изолирующих пакерных текучих сред N-SOLATE может составлять от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 15,0 фунт/галл (1,8 кг/л). Если требуется изолирующая пакерная текучая среда с плотностью выше чем 15,0 фунт/галл (1,8 кг/л), то плотность изолирующей пакерной текучей среды можно регулировать добавлением любых подходящих добавок к изолирующим пакерным текучим средам N-SOLATE для увеличения их плотности до необходимого значения. Согласно одному варианту реализации к изолирующим пакерным текучим средам N-SOLATE может быть добавлен утяжеляющий агент (например, синтетический гекторит и барит) в количестве, эффективном для получения плотности, необходимой для некоторого пользователя и/или процесса.

Компоненты изолирующей пакерной текучей среды могут быть комбинированы в любом порядке, необходимом для пользователя, для формирования текучей среды, которая затем может быть введена в скважину. Компоненты изолирующей пакерной текучей среды можно комбинировать с использованием любого смесителя, совместимого с данным составом, например объемной мешалки или рециркуляционного смесителя.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может быть использована при температурах от примерно 100°F (°C) до примерно 600°F (°C). Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда имеет низкую теплопроводность (т.е. низкую способность теплопередачи/теплообмена). В текучих средах действуют два механизма теплопередачи: теплопроводность и конвекция. В случае проводящей теплопередачи теплота передается от одной неподвижной молекулы к другой между источником тепла и теплопоглостителем. В случае конвекционной теплопередачи молекулы перемещаются от источника теплоты к теплопоглостителю и переносят теплоту. Как показано на фиг. 1, если в бурильной колонне 50 присутствуют выработанные углеводороды, и температура за пределами бурильной колонны 50 ниже, чем температура выработанных углеводородов в бурильной колонне 50, теплота может быть передана от выработанных углеводородов к среде снаружи бурильной колонны 50 (например, морской воде и т.п.). Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, если выработанные углеводороды протекают на поверхность (как указано стрелкой 90), они испытывают действие уменьшающегося температурного градиента, который изменяется от температуры на забое скважины (ВНТ) в пласте, в котором они вырабатываются, до температуры той части бурильной колонны 50, которая расположена выше морского дна 40. Например, выработанные углеводороды могут испытывать действие забойной температуры от примерно 70°F (°C) до примерно 550°F (°C) или согласно другому варианту реализации от примерно 150°F (°C) до примерно 265°F (°C).

Согласно одному варианту реализации теплообмен между выработанными углеводородами, протекающими на поверхность, и средой снаружи бурильной колонны 50 (например, обсаженными межтрубными пространствами, морской водой и т.п.) минимизирован путем окружения бурильной колонны текучей средой с низкой теплопроводностью (т.е. изолирующей пакерной текучей средой, описанной в настоящей заявке).

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)), согласно другому варианту реализации от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,016 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,000277 Вт/(см·°C)), согласно другому варианту реализации от примерно 0,017 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,000294 Вт/(см·°C)) до примерно 0,225 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00389 Вт/(см·°C)) или согласно другому варианту реализации от примерно 0,22 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00381 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)). Теплопроводность изолирующей пакерной текучей среды может быть определена эмпирически с использованием любого подходящего способа.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может минимизировать образование газовых гидратов в вырабатываемой текучей среде, т.е. она обладает способностью предотвращать или уменьшать образование газового гидрата путем изолирования бурильной колонны и/или других компонентов скважины. Газовыми гидратами являются льдоподобные минералы, которые в глубоководной среде при низкой температуре (например, температуре у границы ила) и высоком давлении (например, пластовом давлении) формируют кристаллы. Газовые гидраты содержат молекулы газа, которые заключены в кристаллических решетках молекул воды, и могут встречаться в скважинах, расположенных на больших глубинах (например, глубоководных морских или океанских скважинах), вечномёрзлой породе, арктических скважинах или любой среде, состоящей из свободной воды, при достаточном давлении и достаточно низкой температуре. Согласно одному варианту реализации испытание пласта пластоиспытателем, выполненное с использованием изолирующей пакерной текучей среды описанного в настоящей заявке типа, снижает образование газового гидрата более чем примерно на 30%, согласно другому варианту реализации более чем примерно на 50% или согласно другому варианту реализации примерно на 100% по сравнению с испытанием пласта пластоиспытателем, выполненным без изолирующей пакерной текучей среды описанного в настоящей заявке типа.

Согласно одному варианту реализации скважиной является расположенная на поверхности скважина, пробуренная в вечномёрзлой породе или арктической области, где условия окружающей среды (например, температура, давление) могут привести к образованию газовых гидратов. В таком варианте реализации присутствие описанной в настоящей заявке изолирующей пакерной текучей среды, окружающей бурильную колонну (например, в затрубном пространстве между бурильной колонной и окружающей обсадной колонной/скважиной), может частично или полностью предотвратить образование газовых гидратов.

Согласно одному варианту реализации изолирующей пакерной текучей средой является текучая среда без твердых частиц, содержание твердых частиц в которой меньше чем примерно 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2 или 1 мас.% от общего веса изолирующей пакерной текучей среды.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда имеет плотность от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 10,2 фунт/галл (1,22 кг/л), согласно другому варианту реализации от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 14,3 фунт/галл (1,71 кг/л) или согласно другому варианту реализации от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л). Плотность изолирующей пакерной текучей среды может быть определена эмпирически с использованием любого подходящего способа. Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда имеет вязкость от примерно 26 сПз до более чем примерно 2000 сПз. Вязкость изолирующей пакерной текучей среды может быть определена с использованием реометров различных моделей.

После размещения на этапе 1200 изолирующей пакерной текучей среды, как показано на фиг. 2, управление способом переходит к этапу 1300, на котором обеспечивают протекание выработанных углеводородов на поверхность. Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 1, после завершения процесса бурения клапан 100 пакера может быть закрыт. Если клапан 100 пакера закрыт, выработанные углеводороды могут протекать к поверхности сквозь бурильную колонну 50, как показано на фиг. 1 (например, в направлении стрелки 90). Бурильная колонна 50 может быть оборудована наверху регулируемым дроссельным клапаном, который управляет расходом (например, дроссель 1/4, дроссель 1/2, дроссель 3/4, полный дроссель и т.п.) выработанных углеводородов, протекающих в направлении стрелки 90. Активация пакера 100 препятствует попаданию выработанных углеводородов в затрубное пространство 110, окружающее бурильную колонну 50.

Согласно одному варианту реализации гидростатическое давление в бурильной колонне 50 ниже, чем давление подземного пласта 10, в результате чего выработанные углеводороды могут протекать внутри бурильной колонны на поверхность, где регулируемый дроссельный клапан регулирует расход выработанных углеводородов, протекающих в направлении, указанном стрелкой 90. Согласно одному варианту реализации перепад гидростатического давления между бурильной колонной 50 и подземным пластом 10 составляет примерно 2000 фунтов на кв. дюйм (13,8 МПа), согласно другому варианту реализации перепад гидростатического давления является достаточным для обеспечения втекания пластовой текучей среды в скважину с достаточной скоростью и давлением.

Согласно варианту реализации, показанному на фиг. 2, протекание на этапе 1300 выработанных углеводородов к поверхности обеспечивает возможность выполнения на этапе 1400 испытания пласта пластоиспытателем. Во время выполнения на этапе 1400 испытания пласта пластоиспытателем также выполняют этап 1200, на котором осуществляют отслеживание изолирующей пакерной текучей среды (например, обеспечивают удерживание/закачивание/циркулирование/повторное нагревание/добавление/замену и т.п. изолирующей пакерной текучей среды в соответствии с рабочим планом или профилем) и/или управление изолирующей пакерной текучей средой, описанной в настоящей заявке, в межтрубных пространствах, окружающих бурильную колонну. Например, периодическая или непрерывная циркуляция изолирующей пакерной текучей среды в межтрубных пространствах на этапе 1200 может обеспечить теплоизоляцию, препятствующую передаче тепла от бурильной колонны к окружающим обсадным колоннам, межтрубным пространствам и/или морской воде, и может предотвратить образование

газовых гидратов во время испытания пласта пластоиспытателем.

Согласно одному варианту реализации испытание пласта пластоиспытателем на этапе 1400 включает исследование поведения давления в скважине, получение образцов скважинной текучей среды из подземного пласта, дополнительную оценку геологических или других физических свойств (например, проницаемости, пористости, удельного сопротивления текучей среды, температуры, давления, температуры начала кипения и т.п.) подземного пласта и/или содержащихся в нем текучих сред, дебита углеводородов (жидких и газообразных), содержания воды, а также газовый анализ, углеводородный анализ и отслеживание повреждений поверхности ствола скважины. Процедуры испытания пласта пластоиспытателем подробно описаны в патентах США №№ 7966876 и 6918440, которые по ссылке полностью включены в настоящую заявку.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может быть извлечена и/или повторно использована на этапе 1500, как показано на фиг. 2. Изолирующая пакерная текучая среда может быть рециркулирована, регенерирована (например, повторно нагрета, композиционно модифицирована и т.п.) и/или повторно использована посредством системы насосов и клапанов, как описано выше в настоящей заявке, во время продолжения испытания пласта пластоиспытателем. Согласно одному варианту реализации извлечение и/или повторное использование изолирующей пакерной текучей среды могут представлять собой непрерывный процесс, периодический процесс или их комбинации.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может быть рециркулирована и повторно использована во время испытания пласта пластоиспытателем в период времени примерно 2 недели, согласно другому варианту реализации примерно 1 недели, согласно другому варианту реализации примерно 5 дней, согласно другому варианту реализации примерно 4 дней, согласно другому варианту реализации примерно 3 дней, согласно другому варианту реализации примерно 2 дней или согласно другому варианту реализации примерно 1 дня. Как показано на фиг. 2, после завершения испытания пласта пластоиспытателем скважина может быть заглушена на этапе 1600 открыванием клапана пакера. Как показано на фиг. 1, вытекание содержащейся в затрубном пространстве 110 изолирующей пакерной текучей среды из морской водоотделяющей колонны 60 и втекание в нижнюю (например, расположенную ниже подводного устья скважины) часть затрубного пространства/скважины может быть обеспечено открыванием отводной задвижки 27, установленной на подводном узле устья скважины, клапана пакера 100 или комбинацией вышеперечисленного, и, таким образом, может быть обеспечен перепад давления, препятствующий выработыванию углеводородов пластом.

После завершения бурения скважина может быть закончена или иным способом подготовлена к окончательной добыче углеводородов, и в таких операциях заканчивания могут быть использованы для одна или более изолирующих пакерных текучих сред, описанных в настоящей заявке. Согласно одному варианту реализации и со ссылкой на этап 1700, показанный на фиг. 2, и эксплуатационную среду, показанную на фиг. 1, эксплуатационная колонна и эксплуатационный пакер могут быть размещены в скважине, и одна или более изолирующих пакерных текучих средах могут быть размещены внутри различных затрубных пространств для обеспечения теплоизолирующих функции и/или обеспечения/облегчения управления скважиной (например, изолирующей пакерной текучей средой, имеющей достаточную плотность для формирования перепада давления). Соответственно на этапе 1800 скважина может быть закончена, и может быть начата добыча продукции, как показано на фиг. 2, в соответствии с известными промышленными способами. Согласно одному варианту реализации скважина может быть закончена путем выполнения любой подходящей скважинной обслуживающей операции, такой как удаление отфильтрованного осадка, цементирование, перфорация, растрескивание и т.п. Операции заканчивания скважины подробно описаны в публикации патентной заявки США № 20120157355 A1, которая по ссылке полностью включена в настоящую заявку.

Согласно одному варианту реализации изолирующая пакерная текучая среда может быть рециркулирована и повторно использована во время операций заканчивания скважины в период времени примерно 2 недели, согласно другому варианту реализации примерно 1 неделя, согласно другому варианту реализации примерно 5 дней, согласно другому варианту реализации примерно 4 дня, согласно другому варианту реализации примерно 3 дня, согласно другому варианту реализации примерно 2 дня или согласно другому варианту реализации примерно 1 день.

Согласно одному варианту реализации способы и композиции, описанные в настоящей заявке, могут предпочтительно предотвратить образование газовых гидратов в бурильной колонне во время операций испытания пласта пластоиспытателем и/или во время последующих операций заканчивания скважины. Дополнительные преимущества, которые могут быть реализованы с использованием описанных в настоящей заявке композиций и способов, включают способность использовать изолирующую пакерную текучую среду в качестве изолятора для бурильной колонны во время испытания пласта пластоиспытателем и в качестве изолятора и/или текучая среды для управления скважиной во время операций заканчивания скважины. В таких вариантах реализации переход между испытанием пласта пластоиспытателем и операцией заканчивания скважины может быть облегчен благодаря возможности использования изолирующей пакерной текучей среды, уже присутствующей в скважине в межтрубных пространствах, окружающих бурильную колонну, в качестве раствора для заканчивания скважины.

Примеры

Выше варианты реализации настоящего изобретения были описаны в общем, и следующие ниже примеры приведены в качестве конкретных вариантов реализации настоящего изобретения для демонстрации его практического осуществления и его преимуществ. Понимается, что примеры приведены только в качестве иллюстрации и не предназначены для ограничения любым способом настоящего описания или пунктов приложенной формулы.

Пример 1.

Были смоделированы температурные профили для выработанных углеводородов в бурильной колонне в зависимости от измеренной глубины (MD) для различных расходов, и результаты отображены на фиг. 3-5. Моделирование и продукционные имитационные модели были выполнены с использованием программы Well Cat компании Landmark для получения структурных конструктивных параметров скважины, включая типы и глубины обсаживания, тип цемента и глубины в скважине. При моделировании также были учтены другие захваченные внутри межтрубных пространств текучие среды и их соответствующие свойства, включая буровой раствор на водной основе и выносное причальное устройство. В программе также был учтен тип и анализ выработанных текучих сред, получение которых ожидалось из продуктивного пласта. В математическом моделировании этого примера скважина представляла собой глубоководную скважину, расположенную на глубине 3100 футов (945 м) от уровня моря; подземный пласт был расположен на глубине примерно 17000 футов (5185 м) от уровня моря; температура забоя скважины (BHT) составляла 245°F (118°C).

На фиг. 3-5 сплошными ромбиками обозначены профили температуры без распределения (т.е. углеводороды не протекают в бурильной колонне, но напротив остаются неподвижными в бурильной колонне); знаки "x" соответствуют расходу для дросселя 1/4, знаки "+" соответствуют начальному дебиту, сплошные круги соответствуют расходу для дросселя 3/8, и сплошные квадраты соответствуют расходу для дросселя 1/2. Профили температуры без распределения на фиг. 3-5 являются идентичными, и те же самые параметры использовались для моделирования и получения этих данных.

На фиг. 3 показаны результаты моделирования для неизолированной бурильной колонны, в то время как на фиг. 4 и 5 показаны результаты для бурильных колонн, изолированных с использованием изолирующей пакерной текучей среды N-SOLATE 600 и изолирующей пакерной текучей среды, описанной в настоящей заявке, соответственно. Изолирующая пакерная текучая среда, используемая для изоляции бурильной колонны для графика на фиг. 5, представляла собой загущенный рассол CaBr_2 со следующей композицией, представленной в табл. 1.

Таблица 1

Плотность	Компонент	Количество
8,345	Вода	0,2099 (галл.)
15,00	Основной рассол с плотностью 15,0 фунт/галл (1,8 кг/л), баррелей	0,4574
19,20	Раствор $\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$ с плотностью 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л), баррелей	0,3326
	Окончательная плотность, фунт/галл (кг/л)	15,0
	BRINEDRIL-VIS, фунтов	2,0
	BROMI-VIS, фунтов (активный)	1,0

Как показано на фиг. 3 для профиля температуры без распределения, температура на уровне морского дна составляет примерно 39°F (3,9°C). При начальном расходе и расходе с дросселем 1/4 температура на глубине 2000 футов (610 м) ниже уровня моря составляет примерно 44°F (6,7°C). Для расхода, обозначенного на чертеже сплошными квадратами, выработанные углеводороды сохраняют температуру примерно 68°F (20°C) после того, как они достигают уровня моря. С добавлением изолирующей пакерной текучей среды вокруг бурильной колонны при расходе, обозначенном сплошными квадратами, выработанные углеводороды сохраняют температуру примерно 126°F (52,2°C) для изолирующей пакерной текучей среды N-SOLATE 600 (как показано на фиг. 4) и примерно 124°F (51,1°C) для изолирующей пакерной текучей среды на основе загущенного рассола CaBr_2 (как показано на фиг. 5), после того как они достигают уровня моря. Для дросселя 1/2 температура выработанных углеводородов в верхней части трубы составляет примерно 124°F (51,1°C). Это является существенным усовершенствованием для сохранения температуры текучести выработанных углеводородов по сравнению с текучей средой водоотделяющей колонны, которая не обеспечивает теплоизоляцию. Теплоизоляция может в значительной сте-

пени минимизировать образование гидратов за счет уменьшения количества тепла текучей среды, отданного сквозь водоотделяющую колонну.

Пример 2.

Были исследованы теплофизические свойства изолирующей пакерной текучей среды, описанной в настоящей заявке. Основной рассол, обозначенный как образец 1, представлял собой рассол с плотностью 15 фунт/галл (1,8 кг/л) на основе CaBr_2 , приготовленный с использованием 0,8418 барреля (133,8 л) рассола на основе CaBr_2 с плотностью 14,2 фунт/галл (1,7 кг/л) и 0,1388 барреля рассола на основе $\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$ с плотностью 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л). Вода и дополнительное количество текучей среды с плотностью 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л) на основе Ca/ZnBr_2 были добавлены к основному рассолу для получения рассола с плотностью 15 фунт/галл (1,8 кг/л), содержащего 7% цинка и обозначенного как образец 2. Состав образца 2 представлен в табл. 2.

Таблица 2

Плотность (фунт/галл) (кг/л)	Компонент	Количество (баррелей)
8,345	Вода	0,2099
15,00	Рассол на основе CaBr_2	0,4574
19,20	Ca/ZnBr_2	0,3326

Образец 2 был загущен добавлением загустителя BRINEDRIL-VIS в количестве 2 фунта на баррель (5,7 кг/м³) и загустителя BROMI-VIS в количестве 1 фунт на баррель (2,8 кг/м³) для получения изолирующей пакерной текучей среды, обозначенной как образец 3. Загуститель BRINEDRIL-VIS представляет собой водорастворимый полимер, и загуститель BROMI-VIS представляет собой жидкий органический продукт, оба из которых имеются в продаже в компании Halliburton Energy Services. Теплопроводность состава была определена как 0,234 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,004 Вт/(см·°C)). Эта величина является средним значением из 4 считываний в диапазоне температур от 66,2°F (19°C) до 66,7°F (19,3°C) в течение 60-минутного интервала, в то время как удельная теплоемкость без загустителей BRINEDRIL-VIS и BROMI-VIS была определена как 0,4347 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,0075 Вт/(см·°C)). Образец 3 был кондиционирован перемешиванием в течение 2 ч при температуре 150°F (65,6°C). Затем были измерены реологические свойства образца 3 при указанных температурах с использованием вискозиметра FANN 35 при скоростях 3, 6, 100, 200, 300 и 600 об/мин. В частности, были измерены вязкость при каждой скорости перемешивания, пластическая вязкость (PV) (в сантипуазах) и предел текучести (YP) (в фунтах/100 кв. фут) образца 3 в соответствии с Методическими рекомендациями 10В Американского нефтяного института для реологической модели Бингама, и результаты приведены в табл. 3. Пластическая вязкость (PV) представляет собой абсолютную реологическую характеристику, указывающую на гидродинамическое сопротивление текучих сред некоторых типов, которая может быть определена измерением напряжения при сдвиге, в то время как предел текучести (YP) относится к сопротивлению буровой текучей среды при начальном расходе или представляет собой напряжение, необходимое для начала перемещения текучей среды.

Таблица 3

Температура испытания (°F)	75	100	150
600 об/мин	147	122	89
300 об/мин	104	88	64
200 об/мин	85	72	52
100 об/мин	62	52	36
6 об/мин	16	137	7
3 об/мин	11	9	4
Пластическая вязкость	43	34	25
Предел текучести	61	54	39

Диаграмма вязкости при скорости перемешивания 3 об/мин в диапазоне температур от 90°F (32,2°C) до 230°F (110°C) и также от 230°F (110°C) до 90°F (32,2°C) представлена на фиг. 6. Реология образца 3 была сравнена с реологией основной текучей среды в отсутствии загустителя (т.е. образца 2), основной текучей среды в присутствии загустителя BRINEDRIL-VIS в количестве на 3 фунта на баррель (8,56 кг/м³) или в количестве 1 фунта на баррель (2,85 кг/м³) (образцы 4 и 5 соответственно), основной текучей среды в присутствии загустителя BROMI-VIS в количестве 1,5 фунта на баррель (4,3 кг/м³), обозначенного как образец 6 и образец 3. Все образцы перемешивались при температуре 68°F (20°C). Образцы, содержащие загуститель BRINEDRIL-VIS, перемешивались в течение 1,5 ч после добавления загустителя к основной текучей среде; образцы, содержащие загуститель BROMI-VIS, перемешивались в течение 0,5 ч после добавления загустителя, в то время как образцы, содержащие загуститель BRINEDRIL-VIS и загуститель BROMI-VIS, перемешивались в течение 1 ч после добавления загустителя. Об-

разцы, содержащие загуститель, были кондиционированы перемешиванием в течение 2 ч при температуре 150°F (65,6°C) перед определением вязкости при каждой скорости перемешивания, пластической вязкости (PV) и предела текучести (YP). Контрольный образец не кондиционировался. Результаты представлены в табл. 4.

Таблица 4

Образец №	2	4	5	6	3
Температура испытания	68°F (20°C)	68°F (20°C)	75°F (23,9°C)	68°F (20°C)	68°F (20°C)
600 об/мин	8	31	90	120	140
300 об/мин	4	17	57	89	99
200 об/мин	2,5	12	43	73	81
100 об/мин	1	7	28	55	58
6 об/мин	0	0	5	16	16
3 об/мин	0	0	3	11	11
Пластическая вязкость	4	14	33	31	41
Предел текучести	0	3	24	58	58
Температура испытания 75°F (23,9°C)					
600 об/мин	-	31	95	121	147
300 об/мин	-	18	60	90	104
200 об/мин	-	13	46	76	85
100 об/мин	-	7	30	57	62
6 об/мин	-	1	6	17	16
3 об/мин	-	0	4	12	11
Пластическая вязкость	-	13	35	31	43
Предел текучести	-	5	25	59	61
Температура испытания 100°F (37,8°C)					
600 об/мин	-	24	77	103	122
300 об/мин	-	14	49	76	88
200 об/мин	-	10	37	64	72
100 об/мин	-	6	25	47	52
6 об/мин	-	1	4	12	13
3 об/мин	-	0	3	8	9
Пластическая вязкость	-	10	28	27	34
Предел текучести	-	4	21	49	54
Температура испытания 150°F (65,6°C)					
600 об/мин	-	-	53	-	89
300 об/мин	-	-	35	-	64
200 об/мин	-	-	27	-	52
100 об/мин	-	-	18	-	36
6 об/мин	-	-	3	-	7
3 об/мин	-	-	1	-	4
Пластическая вязкость	-	-	18	-	25
Предел текучести	-	-	17	-	39

Был выполнен цикл измерений реологических свойств образца 3 с использованием вискозиметра Фенна. Измерения были выполнены при изменении скорости вращения от 600 до 3 об/мин при температуре 90°F (32,2°C) как перед циклом с нагреванием до температуры 230°F (110°C), так и после него, результаты приведены на фиг. 7. Из результатов видно, что полимеры (т.е. загуститель BRINEDRIL-VIS и загуститель BROMI-VIS) демонстрируют некоторую термическую деградацию, на которую указывает разность между показаниями перед циклом с температурой 230°F (110°C) и после него. Кроме того, вязкость при скорости вращения 3 об/мин при температуре 230°F (110°C) имеет отрицательное значение. Для исследования отрицательных значений вязкости, замеченных при низкой скорости вращения, были выполнены дополнительные циклы испытаний с использованием вискозиметра Фенна 50. В этих циклах скорость вращения удерживалась на уровне 6 об/мин, в то время как температуру постепенно повышали до 230°F (110°C) и затем постепенно понижали до 90°F (32,2°C). Затем исследовали свежий образец 3 при скорости вращения 3 об/мин, в то время как температуру постепенно повышали до 230°F (110°C), после чего постепенно понижали до 90°F (32,2°C). Результаты этого исследования графически изображены на фиг. 8 и 9. Результаты на фиг. 8 показывают, что вязкость при скорости вращения 6 об/мин остается положительной до тех пор, пока температура образца не превышает 230°F (110°C). Вязкость уменьшается приблизительно до -95 сПз и остается отрицательной, пока температура рассола не понижается приблизительно до 120°F (48,9°C). При 90°F (32,2°C) вязкость рассола приближается к исходной. Результаты, приведенные на фиг. 9, показывают, что вязкость при скорости вращения 3 об/мин становится отрицательной при температуре 130°F (54,4°C). Вязкость уменьшается приблизительно до 330 сПз при температуре 225°F (107,2°C) при понижении температуры. При температуре 110°F (43,3°C) вязкость возвращается к положительному значению. При температуре 90°F (32,2°C) вязкость примерно на 100 сПз ниже исходной вязкости.

Теплопроводность воды и образцов 1-6 была определена как указано в табл. 5. Считывания 1, 2, 3 и 4 были выполнены через 15, 30, 45 и 60 мин соответственно.

Таблица 5

Вода		
Номера считываний	Температура, (°F)	Теплопроводность, БТЕ/(час·фут·°F)
1	65,7	0,336
2	65,1	0,338
3	64,8	0,343
4	64,6	0,347
Образец 1		
Считывание №		
1	66,6	0,246
2	66,2	0,25
3	65,8	0,251
4	65,7	0,25
Образец 2		
Считывание №		
1	62,8	0,226
2	62,8	0,25
3	65,8	0,251
4	65,7	0,25
Образец 3		
Считывание №		
1	66,7	0,236
2	66,7	0,234
3	66,6	0,234
4	66,2	0,233
Образец 4		
Считывание №		
1	67,3	0,235
2	66,7	0,235
3	66,4	0,235
4	66	0,235
Образец 5		
Считывание №		
1	66,0	0,237
2	66,2	0,237
3	65,8	0,237
4	65,7	0,237
Образец 6		
Считывание №		
1	70,7	0,233
2	69,8	0,233
3	68,9	0,233
4	68	0,232

Была определена теплоемкость образцов 2 и 3, и результаты представлены в табл. 6.

Таблица 6

Образец 2	
Испытание №	Теплоемкость, БТЕ/(фунт·°F)
1	0,433
2	0,433
3	0,4361
Образец 3	
Испытание №	Теплоемкость, БТЕ/(фунт·°F)
1	0,5055
2	0,4272
3	0,364
4	0,2116

Способ 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания, описанный в настоящей заявке, может прямо или косвенно влиять на выбор одного или более компонентов или частей оборудования в связи с их подготовкой, доставкой, возвращением, рециркуляцией, повторным использованием и/или утилизацией при осуществлении описанного выше способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания. Например, описанный выше способ 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания может прямо или косвенно влиять на выбор одного или более смесителей, смешивающего оборудования, к которому относятся резервуары для бурового раствора, склады или блоки, сепараторы текучей среды, теплообменники, датчики, зонды, насосы, компрессоры и т.п., используемые

для генерирования, хранения, отслеживания, регулирования и/или ремонта во время осуществления способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания. Описанный выше способ 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания также может прямо или косвенно влиять на выбор любого оборудования для транспортировки или доставки, используемого для переноса оборудования и расходных материалов, необходимых для осуществления способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания, к буровой площадке или скважине, такого как, например, любые транспортные резервуары, водоводы, трубопроводы, грузовики, трубчатые элементы и/или трубы, используемые для жидкостного перемещения расходных материалов, необходимых для осуществления способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания, из одного местоположения к другому, а также любые насосы, компрессоры или двигатели (например, верхние части платформы или скважины), используемые для осуществления способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания, любые сопутствующие клапаны или соединения, используемые для регулирования давления или расхода при осуществлении способа 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания, а также любые датчики (т.е. датчики давления и температуры), зонды и/или комбинации вышеперечисленного и т.п. Описанный выше способ 1000 испытания пласта пластоиспытателем и/или заканчивания также может прямо или косвенно влиять на выбор различного оборудования для скважины и инструментов, которые могут входить в контакт с химикатами/текучими средами, такие как помимо прочего буровая колонна, гибкая НКТ, буровая труба, утяжеленные буровые трубы, объемные двигатели, забойные двигатели и/или насосы, плавучие средства, приборы для ИВБ/КВБ и соответствующее телеметрическое оборудование, буровые коронки (включая коническую шарошку, долото с поликристаллическими алмазными вставками, природный буровой алмаз, расширители ствола скважины, долота-расширители и коронки для взятия проб грунта), а также датчики или распределенные датчики, скважинные теплообменники, клапаны и относящиеся к ним исполнительно-приводные механизмы, инструменты для установки уплотнения, пакеры и другие изолирующие скважинные устройства или компоненты и т.п.

Ниже приведены дополнительные нумерованные варианты реализации принципов, описанных в настоящей заявке.

Первый вариант реализации представляет собой способ обслуживания скважины в подземном пласте, включающий этапы, согласно которым обеспечивают буровую колонну, расположенную в скважине и содержащую один или более трубчатых элементов, связанных с ней и формирующих одно или более межтрубных пространств вокруг буровой колонны, размещают изолирующую пакерную текучую среду, содержащую текучую среду на водной основе и загущающий агент, по меньшей мере в одно из одного или более межтрубных пространств, окружающих буровую колонну, и выполняют испытание пласта пластоиспытателем, в то время как изолирующая пакерная текучая среда остается на месте.

Второй вариант реализации представляет собой способ первого варианта реализации, согласно которому скважина является морской скважиной.

Третий вариант реализации представляет собой способ любого из первого и второго вариантов реализации, согласно которому один или более трубчатых элементов содержат морскую водоотделяющую колонну, и затрубное пространство сформировано между морской водоотделяющей колонной и буровой колонной.

Четвертый вариант реализации представляет собой способ третьего варианта реализации, согласно которому затрубное пространство морской водоотделяющей колонны заполнено изолирующей пакерной текучей средой.

Пятый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по четвертый вариантов реализации, согласно которому испытание пласта пластоиспытателем включает обеспечение протекания выработанных углеводородов на поверхность скважины сквозь буровую колонну и оценку одного или более параметров выработанных углеводородов и/или скважины.

Шестой вариант реализации представляет собой способ пятого варианта реализации, согласно которому изолирующую пакерную текучую среду извлекают и рециркулируют сквозь затрубное пространство морской водоотделяющей колонны.

Седьмой вариант реализации представляет собой способ любого из первого по шестой вариантов реализации, согласно которому текучая среда на водной основе содержит рассол.

Восьмой вариант реализации представляет собой способ седьмого варианта реализации, согласно которому рассол содержит NaCl , KCl , NaBr , CaCl_2 , CaBr_2 , ZnBr_2 , хлорид аммония (NH_4Cl), фосфат калия, формиат натрия, формиат калия, формиат цезия, этилформиат, метилформиат, метилхлороформиат, триэтилортоформиат, триметилортоформиат, их производные или комбинации вышеперечисленного.

Девятый вариант реализации представляет собой способ любого из седьмого и восьмого вариантов реализации, согласно которому в композиции присутствует рассол в количестве от примерно 2 до примерно 63 мас.% от общей массы изолирующей пакерной текучей среды.

Десятый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по девятый вариантов реализации, согласно которому загущающий агент содержит неорганические материалы, синтетический гекторит, органофильные глины, обработанные амином глины, водорастворимые полимеры, биополимеры, полиамидные смолы, поликарбоновые кислоты, мыла или комбинации вышеперечисленного.

Одиннадцатый вариант реализации представляет собой способ десятого варианта реализации, согласно которому биополимер содержит полисахариды, лигносульфонаты, хитины, хитозаны, протеины, протеиновые материалы, спирты жирного ряда, жирные сложные эфиры, соли жирной кислоты, их производные или комбинации вышеперечисленного.

Двенадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по одиннадцатый вариантов реализации, согласно которому в композиции присутствует загущающий агент в количестве от примерно 0,1 фунт/баррель (0,285 кг/м³) до примерно 25 фунт/баррель (71,3 кг/м³).

Тринадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по двенадцатый вариантов реализации, согласно которому изолирующая пакерная текучая среда имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)) и плотность от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л).

Четырнадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по тринадцатый вариантов реализации, согласно которому изолирующая пакерная текучая среда является текучей средой без твердых частиц.

Пятнадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по четырнадцатый вариантов реализации, согласно которому количество сформированного газового гидрата уменьшено более чем примерно на 30% по сравнению с количеством газового гидрата, сформированного в отсутствие изолирующей пакерной текучей среды.

Шестнадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по пятнадцатый вариантов реализации, согласно которому подземный пласт расположен в вечномерзлой породе или арктической области.

Семнадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по шестнадцатый вариантов реализации, дополнительно включающий извлечение изолирующей пакерной текучей среды из скважины, восстановление изолирующей пакерной текучей среды и повторное размещение по меньшей мере части восстановленной изолирующей пакерной текучей среды в скважине.

Восемнадцатый вариант реализации представляет собой способ любого из первого по семнадцатый вариантов реализации, дополнительно включающий извлечение изолирующей пакерной текучей среды из скважины и выполнение одной или более операций заканчивания скважины с использованием извлеченной изолирующей пакерной текучей среды.

Деятнадцатый вариант реализации представляет собой способ обслуживания скважины внутри подземного пласта, включающий этапы, согласно которым:

размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и морской водоотделяющей колонной, проходящей от надводного корабля или платформы к подводному устью скважины, причем изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе и загущающий агент и имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)).

Двадцатый вариант реализации представляет собой способ обслуживания скважины внутри подземного пласта, включающий этапы, согласно которым

размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и (i) стенкой скважины, (ii) обсадной колонной или (iii) то и другое вместе, причем скважина проникает сквозь вечномерзлую породу, и при этом изолирующая пакерная текучая среда циркулирует в затрубном пространстве во время выполнения испытания пласта пластоиспытателем.

Несмотря на то, что выше были показаны и описаны конкретные варианты реализации настоящего изобретения, специалисты могут выполнить его модификацию без отступления от принципа и описаний настоящего изобретения. Варианты реализации, описанные в настоящей заявке, являются только примерами и не предназначены для ограничения. Различные изменения и модификации настоящего изобретения, описанного в настоящей заявке, являются возможными и находятся в пределах объема защиты настоящего изобретения. При явном указании числовых диапазонов или ограничений такие выраженные диапазоны и ограничения следует понимать как включающие повторяющиеся диапазоны или ограничения подобных величин, входящих в явно указанные диапазоны или ограничения (например, "от примерно 1 до примерно 10" включает 2, 3, 4 и т.д.; "более 0,10" включает 0,11, 0,12, 0,13 и т.д.). Например, если описан числовой диапазон с минимальным значением, R_L , и максимальным значением, R_D , то специально описано любое число, входящее в этот диапазон. В частности, специально описаны следующие числа в диапазоне $R = R_L + k \cdot (R_U - R_L)$, где k представляет собой переменную в диапазоне от 1 до 100% с инкрементом 1%, т.е. k равен 1, 2, 3, 4, 5, ..., 50, 51, 52, ..., 95, 96, 97, 98, 99 или 100%. Кроме того, специально описан также любой числовой диапазон, определенный двумя значениями R , как описано выше. Использование термина "при необходимости" в отношении любого элемента пункта приложенной формулы означает, что рассматриваемый элемент является необходимым или согласно другому варианту реализации не является необходимым. Оба варианта находятся в границах объема защиты пункта приложенной формулы. Применение более широких терминов, таких как "содержит", "включает", "имеет" и т.п., следует понимать как подтверждение более узких терминов, таких как "состоит из", "состоит, по существу,

из" и т.п.

Соответственно объем защиты не ограничен описанием, изложенным выше, но ограничен только пунктами приложенной формулы, и этот объем защиты включают все эквиваленты объектов пунктов приложенной формулы. Каждый пункт приложенной формулы включен в настоящее описание в качестве варианта реализации настоящего изобретения. Таким образом, приложенная формула представляет собой дополнительное описание и являются добавлением к вариантам реализации настоящего изобретения. Обсуждение ссылки на раздел "Области техники" не является признанием того, что он является известным уровнем техники для настоящего изобретения, в частности, любой ссылки, которая может иметь более позднюю дату публикации, чем приоритетная дата настоящей заявки. Описание всех патентов, патентных заявок и публикаций, цитированных в настоящем документе, включено в настоящую заявку по ссылке в той степени, в которой они обеспечивают иллюстративные, методические или иные подробности, дополняющие изложенное в настоящей заявке.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ эксплуатации скважины в подземном пласте, включающий этапы, согласно которым располагают бурильную колонну в скважине, содержащую один или более трубчатых элементов, с образованием одного или более затрубных пространств между бурильной колонной и i) стенкой скважины, ii) обсадной трубой или iii) и тем и другим, размещают изолирующую пакерную текучую среду, содержащую текучую среду на водной основе и загущающий агент, по меньшей мере в одно из одного или более затрубных пространств, и выполняют испытание пласта пластоиспытателем, в то время как изолирующая пакерная текучая среда находится на месте, причем изолирующая пакерная текучая среда имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)).
2. Способ по п.1, согласно которому скважина является морской скважиной.
3. Способ по любому из пп.1 и 2, согласно которому один или более трубчатых элементов содержат морскую водоотделяющую колонну, и затрубное пространство сформировано между морской водоотделяющей колонной и бурильной колонной.
4. Способ по п.3, согласно которому затрубное пространство морской водоотделяющей колонны заполнено изолирующей пакерной текучей средой.
5. Способ по любому из пп.1-4, согласно которому выполнение испытания пласта пластоиспытателем включает обеспечение протекания выработанных углеводородов на поверхность скважины сквозь бурильную колонну и оценку одного или более параметров выработанных углеводородов и/или скважины.
6. Способ по п.5, согласно которому изолирующую пакерную текучую среду извлекают и рециркулируют сквозь затрубное пространство морской водоотделяющей колонны.
7. Способ по любому из пп.1-6, согласно которому текучая среда на водной основе содержит рассол.
8. Способ по п.7, согласно которому рассол содержит NaCl, KCl, NaBr, CaCl₂, CaBr₂, ZnBr₂, хлорид аммония (NH₄Cl), фосфат калия, формиат натрия, формиат калия, формиат цезия, этилформиат, метилформиат, метилхлорформиат, триэтилортоформиат, триметилортоформиат, их производные или комбинации вышеперечисленного.
9. Способ по любому из пп.7 и 8, согласно которому в композиции присутствует рассол в количестве от примерно 2 до примерно 63 мас.% от общей массы изолирующей пакерной текучей среды.
10. Способ по любому из пп.1-9, согласно которому загущающий агент содержит неорганические материалы, синтетический гекторит, органофильные глины, обработанные амином глины, водорастворимые полимеры, биополимеры, полиамидные смолы, поликарбоновые кислоты, мыла или комбинации вышеперечисленного.
11. Способ по п.10, согласно которому биополимер содержит полисахариды, лигносульфонаты, хитины, хитозаны, протеины, протеиновые материалы, спирты жирного ряда, жирные сложные эфиры, соли жирной кислоты, их производные или комбинации вышеперечисленного.
12. Способ по любому из пп.1-11, согласно которому в композиции присутствует загущающий агент в количестве от примерно 0,1 фунт/баррель (0,285 кг/м³) до примерно 25 фунт/баррель (71,3 кг/м³).
13. Способ по любому из пп.1-12, согласно которому изолирующая пакерная текучая среда имеет плотность от примерно 8,5 фунт/галл (1,02 кг/л) до примерно 19,2 фунт/галл (2,3 кг/л).
14. Способ по любому из пп.1-13, согласно которому изолирующая пакерная текучая среда является текучей средой без твердых частиц.
15. Способ по любому из пп.1-14, согласно которому при испытании пласта пластоиспытателем количество сформированного газового гидрата уменьшено более чем примерно на 30% по сравнению с количеством газового гидрата, сформированного в отсутствие изолирующей пакерной текучей среды.

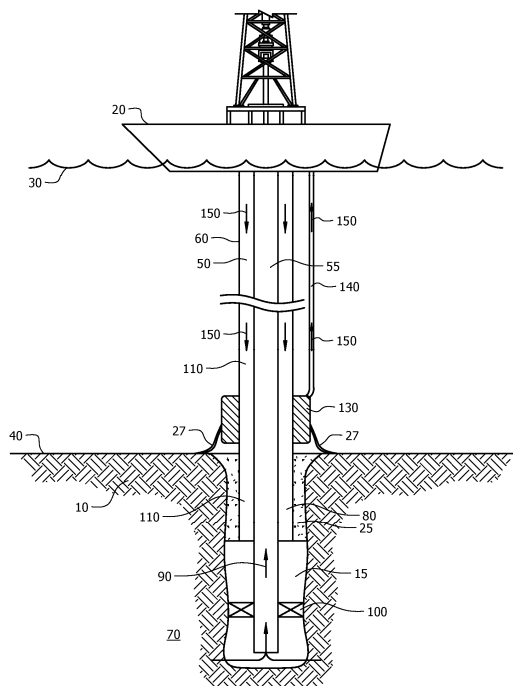
16. Способ по любому из пп.1-15, согласно которому подземный пласт расположен в вечномёрзлой породе или арктической области.

17. Способ по любому из пп.1-16, дополнительно включающий извлечение изолирующей пакерной текучей среды из скважины, восстановление изолирующей пакерной текучей среды и повторное размещение по меньшей мере части восстановленной изолирующей пакерной текучей среды в скважине.

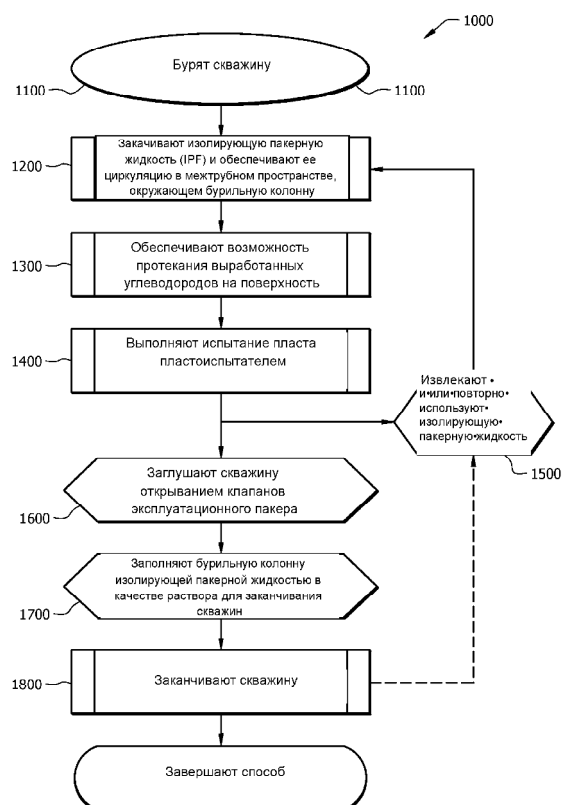
18. Способ по любому из пп.1-17, дополнительно включающий извлечение изолирующей пакерной текучей среды из скважины и выполнение одной или более операций заканчивания скважины с использованием извлеченной изолирующей пакерной текучей среды.

19. Способ обслуживания скважины внутри подземного пласта, включающий этапы, согласно которым размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и морской водоотделяющей колонной, проходящей от надводного судна или платформы к подводному устью скважины, причем изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе и загущающий агент, имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)), и выполняют испытание пласта пластоиспытателем.

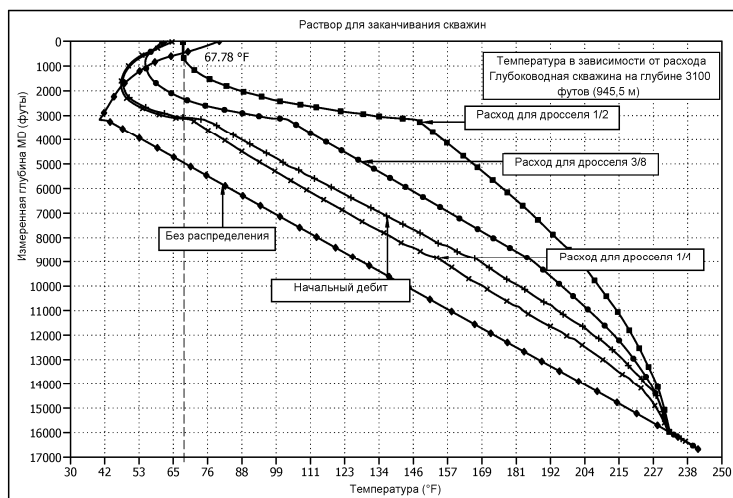
20. Способ обслуживания скважины внутри подземного пласта, включающий этапы, согласно которым размещают изолирующую пакерную текучую среду в затрубном пространстве между трубчатым элементом и (i) стенкой скважины, (ii) обсадной колонной или (iii) то и другое вместе, причем изолирующая пакерная текучая среда содержит текучую среду на водной основе и загущающий агент, причем скважина проникает сквозь вечномёрзлую породу, и при этом изолирующая пакерная текучая среда циркулирует в затрубном пространстве во время выполнения испытания пласта пластоиспытателем и причем изолирующая пакерная текучая среда имеет теплопроводность от примерно 0,008 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00014 Вт/(см·°C)) до примерно 0,245 БТЕ/(ч·фут·°F) (0,00424 Вт/(см·°C)).



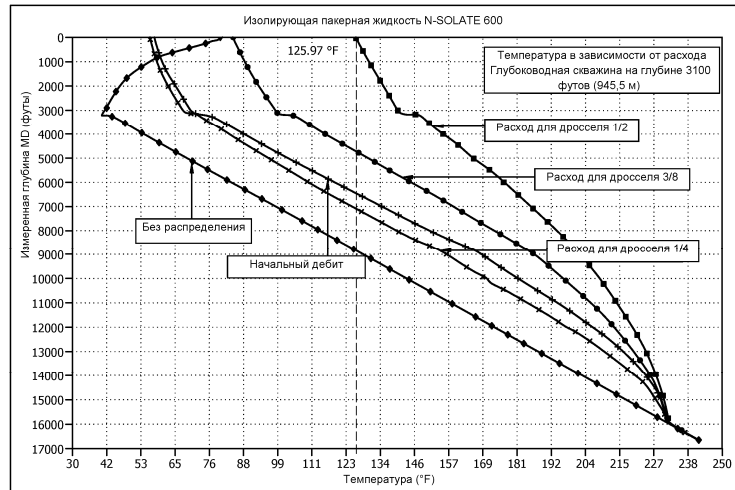
Фиг. 1



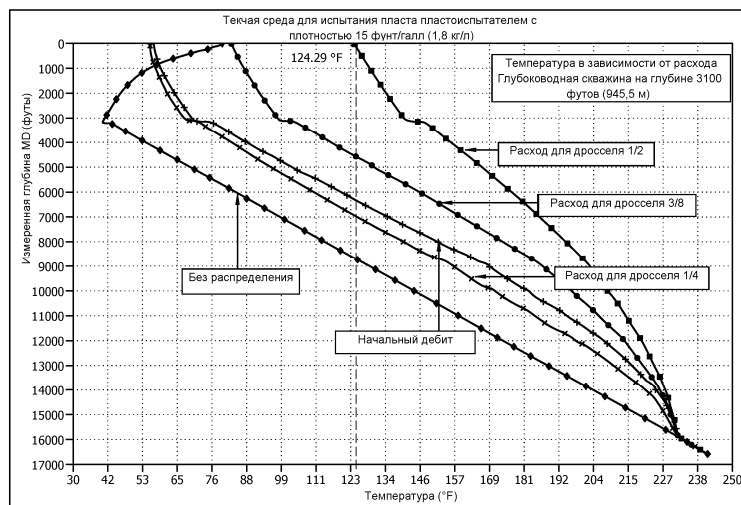
Фиг. 2



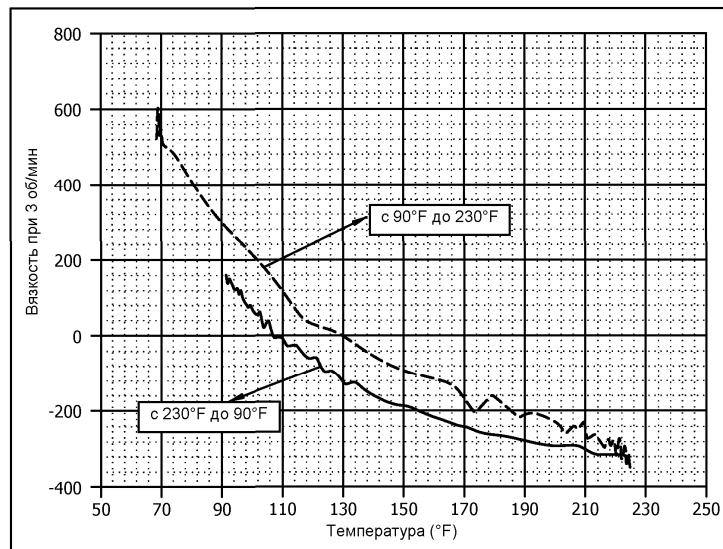
Фиг. 3



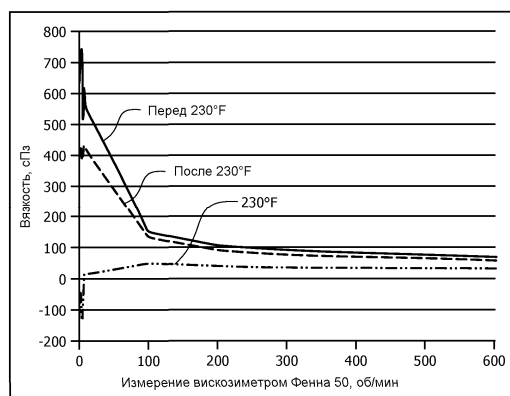
Фиг. 4



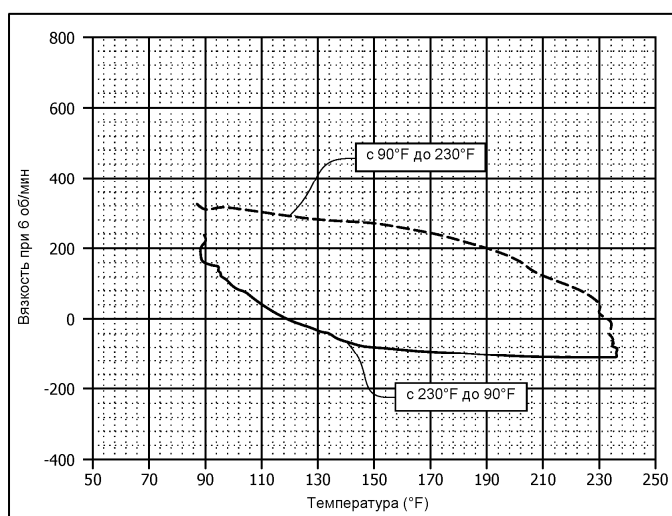
Фиг. 5



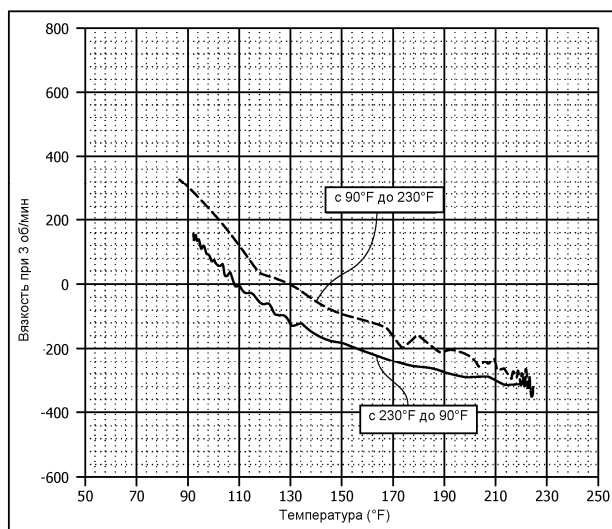
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2