

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **043119**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.04.26

(21) Номер заявки
202091275

(22) Дата подачи заявки
2019.05.28

(51) Int. Cl. *E21B 33/138* (2006.01)
C09K 5/00 (2006.01)
C09K 8/50 (2006.01)
E21B 21/00 (2006.01)
E21B 43/30 (2006.01)
F03G 4/02 (2006.01)
F24T 10/20 (2018.01)
F24T 50/00 (2018.01)

**(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ
СКВАЖИННЫХ СТРУКТУР**

(31) **62/693,950; 62/714,674**

(32) **2018.07.04; 2018.08.04**

(33) **US**

(43) **2020.08.10**

(86) **PCT/CA2019/000076**

(87) **WO 2020/006620 2020.01.09**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ИВОР ТЕКНОЛОДЖИЗ ИНК. (CA)

(72) Изобретатель:
**Тоуз Мэттью, Кэйриз Пол, Эндрюс
Питер, Кертис-Смит Эндрю, Хейл
Джонатан (CA)**

(74) Представитель:
Гольшко Н.Т., Вашина Г.М. (RU)

(56) **US-A1-20070245729
US-B1-6668554
US-B2-8672058
US-B2-9845423**

(57) Раскрыты технологии создания скважинных систем для применения в отрасли геотермальной энергетики. Рассмотрены варианты осуществления изобретения, в которых скважины с необсаженным стволом уплотняют в процессе бурения с целью создания непроницаемой прослойки на границе раздела ствола скважины и горной породы. Способ может основываться на термическом, механическом, химическом или биологическом воздействиях, направленных на необратимое нарушение проницаемости геологической среды. С устранением проницаемости ствол скважины может быть использован для создания геотермической скважинной структуры с замкнутым контуром от одного до другого наземного объекта, и работоспособен без обсаживания скважины трубами с целью максимизации передачи геотермального тепла циркулирующей рабочей текучей среде. Раскрывается состав рабочих текучих сред и буровых растворов.

B1**043119****043119****B1**

Область техники, к которой относится предлагаемое изобретение

Предлагаемое изобретение в целом относится к созданию геотермических скважинных структур, а в частности - к способам изменения проницаемости данной геологической среды для создания высокоэффективных геотермических скважинных структур с улучшенными термическими и механическими характеристиками, а кроме того, с рабочими текучими средами улучшенного состава.

Предпосылки создания предлагаемого изобретения

Извлечение геотермической энергии - привлекательная идея с точки зрения энергетики, а также точки зрения охраны окружающей среды ввиду возможности ее рекультивации.

Известные до сих пор технические решения фокусировались на проблемах, касающихся проницаемости скважин, их геометрических параметров, рабочих текучих сред, конфигурации скважинных структур с множественными поперечными участками и производства энергии. Примеры попыток решения этих проблем будут рассмотрены ниже.

Тема нарушения проницаемости геологической среды затрагивается в материалах Всемирного геотермального конгресса, Мельбурн, Австралия, 19 -25 апреля 2015 года, Бадалян и др. (Badalyan et al.), "Лабораторные исследования нарушения проницаемости теплоносной геологической среды по причине миграции мелкого материала":

"Здесь мы представляем новый способ оценки нарушения проницаемости геологической среды в термальных резервуарах. Давно известно, что причиной нарушения проницаемости геологической среды является мобилизация, миграция и стрейнинг мелкого материала природных резервуаров... Порожденная скоростью миграция мелкого материала приводит к некоторому уменьшению проницаемости геологической среды, результатом чего является начальное нарушение проницаемости геологической среды. Последующее нагнетание водного раствора с низкой ионной силой увеличивает силу электростатического отталкивания между глинистыми частицами и песчаной поверхностью, вызывает дальнейшую мобилизацию частиц, что приводит к нарушению проницаемости геологической среды. Мобилизованный мелкий материал со смешаннослойным иллит-хлоритовым минералогическим составом обуславливают уменьшение проницаемости геологической среды из-за закупорки поровых каналов".

Миграция мелкого материала представляет собой один из наиболее широко распространенных механизмов нарушения проницаемости геологической среды в нефтяных и газовых скважинах. Многочисленные недавние публикации говорят об ухудшении качества скважин по причине миграции мелкого материала в геотермальных полях.

В материалах Международной конференции по технологии бурения и последующего освоения геотермических скважин, "Механизмы нарушения проницаемости геологической среды в геотермических скважинах с первичной проницаемостью геологической среды", Альбукерке, Нью-Мексико, США, 21 января 1981 года, Бергош и др. (Bergosh et al.) в резюме своей презентации указывают следующее:

"Теплоносные геологические среды с первичной проницаемостью подвержены нарушению проницаемости при бурении и последующем освоении скважин. Исследуются нарушения проницаемости вблизи скважины, причиной которых могут быть проникновение твердотельных частиц и химическое взаимодействие между глинистыми материалами геологической среды, фильтрациями бурового раствора и пластовыми рассолами. Испытания фильтратов разного химического состава на проницаемость песчаника из района Ист-Меса показывают, что проницаемость значительно нарушается при протекании пластовых рассолов с низкой минерализацией. Это нарушение приписывают процессам катионного обмена и катионной миграции, которые подрывают стабильность глинистых структур. Сдвиговое действие текучей среды смещает частицы, которые забивают поровые каналы, необратимо уменьшая проницаемость. Программа испытаний с целью изучения действия несомых промывочной жидкостью частиц на теплоносные геологические среды продолжается. Окончательные результаты этих испытаний будут представлены на конференции".

Ясно, что потеря проницаемости этих теплоносных геологических сред оказывает значительное влияние на продуктивность скважинной структуры и, следовательно, на извлечение энергии.

В материалах Всемирного геотермального конгресса, проходившего с 28 мая по 10 июня 2000 года в Кюсю - Тохоку, Япония, доклад "Физико-химические аспекты миграции глинистого материала и уменьшение приемистости геотермальных кластических пластов", Чистяков (Tchistiakov) резюмирует:

"Вероятность нарушения проницаемости можно оценить, только имея широкие взгляды и междисциплинарное мышление, а не автоматически применяя математические уравнения к результатам лабораторных испытаний. Мы убеждены, что лучшее понимание фундаментальных физико-химических принципов стабильности и миграции частиц глинистого материала в пористых средах поможет специалистам разработать более совершенные и эффективнее использовать существующие технологии, чтобы предотвратить вызываемое глинистым материалом нарушение проницаемости геотермальных пластов".

В этом документе утверждается, что нарушение проницаемости геологической среды при бурении скважин вызывается глинистым материалом.

На кратком курсе лекций по геотермальным разработкам и геотермическим скважинам, организованном GTP при Университете ООН и LaGeo в Санта-Текла, Сальвадор, с 11 по 17 мая 2012 года, в презентации "Кислотная обработка геотермальных пластов для стимулирования притока" Барриос и др.

(Barrios et al.) отмечают:

"Может иметь место заиливание как нагнетательных, так и продуктивных скважин, из-за чего сокращается их продуктивность и приемистость ниже их возможности. Главными причинами этих засорений могут быть

- проникновение в микротрещины пласта бурового раствора (главным образом бентонитового),
- попадание обломков горных пород или буровой мелочи в процессе бурения при полной потере циркуляции,
- попадание больших количеств растворенных твердых веществ,
- повторное закачивание воды с высоким потенциалом осаждения диоксида кремния,
- образование мелкозернистых твердых частиц, перемещаемых миграцией глинистой фракции,
- попадание фрагментов аморфного диоксида кремния из трубопроводов повторного закачивания в процессе их охлаждения и нагревания после обслуживания,
- осаждение кальцита в перфорированном хвостовике и/или в перфорированной эксплуатационной колонне.

Обеспечить непрерывный поток для выработки энергии можно только контролируя все возможные причины нарушения проницаемости. Хорошо известно, что в области использования геотермической энергии используют технологии и практические приемы, сходные с применяемыми в нефтедобывающей промышленности в течение последних 50 лет. Нефтяные и газовые скважины аналогичны в отношении проблем, связанных с образованием отложений и загрязнения буровым раствором, поэтому и для предотвращения проблем с проницаемостью с целью улучшения характеристик приемистости и продуктивности для геотермических скважин могут быть применены аналогичные технологии. Экономически эффективное и широко используемое решение состоит в использовании кислот для растворения отложений и засорений, создаваемых твердыми частицами".

На конференции и выставке Общества инженеров нефтегазовой промышленности, состоявшихся с 3 по 5 июля 2015 года в Будапеште, Венгрия, в резюме доклада "Новый лабораторный метод оценки нарушения проницаемости в геотермических скважинах" Ю и др. (You et al.) отмечают:

"Представляется новый метод оценки проницаемости в теплоносных геологических средах и прогнозирования снижения продуктивности скважин. Разработанная лабораторная методика имеет целью определить ухудшение проницаемости на основе данных о мобилизации, миграции и стрейнинга мелкого материала природной геологической среды. Проводили лабораторные испытания заводнения керна с постоянной и поэтапно снижаемой ионной силой раствора с измерением потери давления по длине керна и накапливаемой концентрации вымываемых частиц. Стабилизация проницаемости пласта имеет место после заполнения многочисленных пористых структур, можно предположить медленный по сравнению с водным носителем дрейф мобилизованных частиц. Водный раствор низкой ионной силы увеличивает силы электростатического отталкивания между глинистыми частицами и поверхностями песчинок, что способствует дальнейшей мобилизации частиц и приводит к нарушению проницаемости геологической среды. Смешаннослойные каолинитовые и иллит-хлоритовые глинистые породы идентифицируются с помощью анализа с применением сканирующего электронного микроскопа и с помощью энергодисперсионного рентгеновского анализа, и именно эти породы в первую очередь отвечают за нарушение проницаемости. При повышении температуры на связывание частиц конкурирующее действие оказывали понижение вязкости водного раствора с одной стороны и ослабление электростатического притяжения с другой. Микро моделирование механического равновесия частиц мелкого материала показывает, что действие на связывание частиц вязкости водного раствора является доминирующим. Результатом является отрыв мелкого материала и ухудшение проницаемости при повышении температуры".

Что касается буровых растворов, то много предложений делалось в отношении их состава, чтобы смягчить проблемы, связанные, помимо прочего, с укреплением, проницаемостью и уплотнением скважин. Буровые растворы имеют отношение также к вышеупомянутому обсуждению нарушения проницаемости продуктивного пласта.

В патенте США № 6,059,036, выданном 9 мая 2000 года на имя Чаттерджи и др. (Chatterji et al.), раскрыты способы и композиции для уплотнения подземных зон. Текст этого патента гласит:

"Предлагаемым изобретением предусмотрены усовершенствованные способы и композиции для уплотнения подземных зон и ограничения потерь бурового раствора, перетоков его через скважину из одного пласта в другой и/или подземных выбросов. Предлагаемый способ уплотнения подземной зоны в основе содержит следующие стадии:

- приготовление вязкой уплотняющей композиции с отложенным схватыванием согласно предлагаемому изобретению,
- введение этой уплотняющей композиции в подземную зону, подлежащую уплотнению, и
- оставление этой уплотняющей композиции для схватывания в виде отвержденной уплотняющей массы.

Предлагаемые уплотняющие композиции имеют в своем составе водосодержащий силикат щелочного металла, гелеобразующий агент для повышения вязкости этого раствора и имеющий замедленное действие активатор полимеризации или образования поперечных связей упомянутого силиката щелочно-

го металла и схватывания уплотняющей композиции в виде отвержденной уплотняющей массы.

Как упоминалось выше, там, где требуются уплотняющие композиции низкой плотности или где требуется уплотнение большой кавернозной подземной зоны, уплотняющая композиция с целью активизации и придания ей вспучивания может быть вспенена. Для облегчения заполнения и уплотнения зоны не вспененные и вспененные композиции могут включать также разжижающие реагенты и/или кольмитанты".

Этот документ полезен тем, что он демонстрирует эффективность композиций на основе силиката щелочного металла для предотвращения потерь бурового раствора и для уплотнения скважин вообще.

В патенте США № 7,740,068, выданном 22 июня 2010 года на имя Боллард (Ballard), раскрыт силикатный скважинный флюид и способы стабилизации неконсолидированных геологических сред. Текст этого патента гласит:

"Преимущество состоит в том, что варианты осуществления предлагаемого изобретения могут обеспечить получение составов для обработки приствольной зоны или добавок, которые могут использоваться для стабилизации неконсолидированной геологической среды. Использование твердых или измельченных осадителей силиката может обеспечить замедление реакции между силикатом и осадителями или продлить время гелеобразования. Замедление реакции может обеспечить для гелевых компонентов, силиката и осадителей более полное проникновение в неконсолидированную геологическую среду прежде, чем произойдет гелеобразование. Кроме того, если применять осадители силиката в виде твердого измельченного до микронных или субмикронных размеров материала, то осадители силиката имеют меньше помех при проникновении в геологическую среду".

Этот документ полезен тем, что он обосновывает целесообразность использования силикатов для стабилизации геологической среды.

В патенте США № 8,822,386, выданном 2 сентября 2014 года на имя Кинтеро и др. (Quintero et al.), раскрыты буровые растворы, содержащие наночастицы и способы применения таких растворов при бурении, а также растворы, используемые при завершении скважины. Этот документ вносит дальнейший вклад в корпус работ, относящихся к буровым растворам и говорит о пользе применения таких текучих сред в процессе бурения. Текст этого патента приводит дальнейшие подробности в этом отношении.

"Согласно одному примеру осуществления предлагаемого изобретения, не ограничивающему объем последнего, буровой раствор, содержащий наночастицы, предположительно полезен с точки зрения стабилизации скважины в процессе бурения, в частности, при проходке участков глинистого сланца, которые могут содержать области, склонные к осыпанию в скважину или содержащие глину, склонную к разбуханию, что нежелательно, при контакте с водой, вводимой в составе бурового раствора. В качестве такого бурового раствора могут использоваться, в частности, такие водные буровые растворы, как WBM, такие неводные буровые растворы, как OBM или SBM, или их комбинации, а именно, эмульсии. В количестве, обеспечивающем взвешенное состояние наночастиц в буровом растворе, может быть использовано поверхностно-активное вещество. Предполагается, что в составе таких стабилизирующих глинистый сланец буровых растворов полезны такие наночастицы, которые имеют свойство связываться с глинистым сланцем и способствуют сохранению им исходного состояния или состояния, как можно более близкого к исходному, то есть, укрепляют стенку скважины. Способствовать такой стабилизации глинистого сланца могут наночастицы с поверхностным зарядом, такие как углеродные нанотрубки. Кроме того, малый размер наночастиц обеспечивает для них прекрасную возможность доступа к матрице микроструктуры глинистого сланца, чтобы удерживать как внешние, так и внутренние поверхности глины и минимизировать повреждение ее структуры".

Использование в качестве буровых растворов высококремнистых водосодержащих силикатов щелочных металлов раскрывается в патенте США № 9,212,304, выданном 15 декабря 2015 года на имя Макдональд (McDonald). Этот документ является дополнительным свидетельством в пользу применимости таких композиций в нефтегазовой отрасли. Текст этого патента гласит:

"Предлагаемым изобретением предусмотрен способ стабилизации ствола скважины при бурении скважин для традиционных и нетрадиционных источников энергии, в том числе (но не только) традиционных нефтяных и газовых скважин, сланцевого газа и нефтеносных песков. Способ предусматривает использование бурового раствора, который помимо прочего может реагировать с глинистым сланцем для предотвращения гидратации и дисперсности, закупоривать микротрещины, предотвращать расслоение глинистого сланца, предотвращать увеличение доли битуминозной нефти, обеспечивать возможность бурения обедненных зон.

Предлагаемым изобретением предусмотрено использование более крупных, более сложных полисиликатных анионов, находящихся в высококремнистых водосодержащих силикатах. Эти высококремнистые водосодержащие силикаты не являются традиционными доступными для приобретения силикатами. Эти полисиликатные анионы ускоряют реакции осаждения и полимеризации в большей степени, чем водосодержащие силикаты стандартной кремнистости. Более высокая кремнистость дает силикат с более низкой минерализацией, что делает буровой раствор менее загрязняющим окружающую среду. Для достижения необходимой стабилизации ствола скважины высококремнистый водосодержащий силикат можно добавлять к буровому раствору в широком диапазоне концентраций. Концентрация растворимого кремневого ангидрида в буровом растворе может составлять от 0,25 мас.% до приблизительно

6 мас.%. Что касается pH, то представляется предпочтительным такое решение, когда этот показатель поддерживается на уровне выше 10".

В докладе "Высокотемпературное формирование пробки с силикатами", представленном на 13-м симпозиуме по разработке теплоносных геологических сред, проходившем в Стэнфордском университете, Стэнфорд, Калифорния, с 31 января по 2 февраля 2005 года, Стивен Бауэр и др. (Stephen Bauer et al.) раскрывают способ временного закупоривания определенных зон утечки бурового раствора, которые обычно встречаются при бурении скважин в нефтегазовой и геотермальной отраслях. "В этой работе описывается химический раствор, обеспечивающий использование уникальных гелеобразующих свойств силикатов экономически эффективным и дружественным к окружающей среде образом для формирования пробок для ограничения водопритока в скважину, путем нагнетания пара в пласт и заливки жидкого цементного раствора при уходе бурового раствора". В этом докладе не рассматривается создание и использование бурового раствора на силикатной основе для уплотнения ствола скважины и обеспечение наличия множественных поперечных соединительных каналов для создания геотермальной системы с замкнутым контуром.

В заявке PCT WO 03/106585 на имя "Хеллибертон Энерджи Сервисиз" (Halliburton Energy Services) описан способ создания "химического защитного кожуха": "Бурение ствола скважины выполняют с буровым раствором с pH в диапазоне от 6 до 10 и имеющий в своем составе воду, полимерный катионный катализатор, способный принимать и отдавать протоны, который адсорбируется на неконсолидированной глине, глинистых сланцах, песчанике и т. п., водорастворимый или вододиспергируемый полимер, сшиваемый термореактивной смолой и становящийся под действием последней твердым и вязким при выдерживании, и водорастворимую или вододиспергируемую термореактивную смолу, способную сшивать упомянутый полимер. Буровой раствор подвергают катализу и выдерживают, затем с его помощью консолидируют слабые зоны геологической среды, предотвращая таким образом обрушение стенок скважины".

В этом документе не рассматривается ни создание и использование бурового раствора для уплотнения ствола скважины, ни обеспечение наличия множественных поперечных соединительных каналов для создания геотермальной системы с замкнутым контуром, ни поддержание уплотнения на протяжении срока эксплуатации геотермальной системы (50 лет или более).

Что касается технологии множественных поперечных соединительных каналов, то в качестве примера можно привести патент США № 9,512,705 на имя "Хеллибертон Энерджи Сервисиз" (Halliburton Energy Services), в котором описывается механическое многоканальное поперечное соединение для изолирования нескольких горизонтальных скважин от окружающей геологической среды. Для существующего уровня техники типичны сложные и дорогостоящие механические или цементированные соединения, создание которых требует много этапов по их установке. Из-за этих многих этапов приходится прерывать буровые операции, в частности извлекать на поверхность буровую коронку и забойный блок или ожидать застывания цемента.

Еще один недостаток известных технологий множественных поперечных соединительных каналов состоит в уменьшении внутреннего диаметра ствола скважины, что существенно осложняет бурение последующих поперечных каналов и может потребовать бурения вертикальных скважин и центральных стволов большего диаметра.

Что касается геометрических параметров скважин и аспектов, касающихся выработки электрической энергии, то в патенте США № 6,301,894, выданном 16 октября 2001 года на имя Хальфф (Half), раскрыта геотермальная электростанция, в основе которой подземный теплообменник с замкнутым контуром. Этот патент фокусируется на преимуществах, касающихся расположения генератора, рационального водопользования, чистоты воды и эффективности при использовании множественных замкнутых контуров. В этом патенте ничего не говорится о технологиях создания эффективных скважин с замкнутым контуром без использования обсадных труб.

Геотермальная система с замкнутым контуром описана в патентной публикации США № 20110048005, опубликованной 3 марта 2001 года от имени Макгарг (McHargue). "Новый подход состоит в том, чтобы осуществлять циркуляцию буровой текучей среды (жидкости или газа) через теплоносную геологическую среду по непрерывным подземным трубопроводам, образованным непрерывными цементированными каналами вдоль пути, образованного пересечением двух или более скважин".

В этом патенте ничего не говорится о технологиях создания эффективных скважин с замкнутым контуром без использования обсадных труб.

В публикации PCT/US/2016/019612 на имя "Гринфайр энерджи" (GreenFire Energy) говорится о том, как из высокотемпературных геологических сред с низкой проницаемостью с использованием систем с замкнутым контуром геотермальной тепловой извлекать тепловую энергию для выработки электрической энергии. Текст публикации гласит:

"Способ или устройство, предусматривающие использование в скважинной системе с замкнутым контуром текучей среды для извлечения из теплоносных геологических сред тепловой энергии для выработки электрической энергии, осуществляют/располагают внутри или вблизи высокотемпературных геологических сред с низкой проницаемостью. В некоторых вариантах осуществления предлагаемого

изобретения система с замкнутым контуром может иметь одну или более теплообменных зон, из которых хотя бы некоторые могут быть расположены в подземной области, температура которой составляет по меньшей мере 350°C. Эта подземная область может быть в зоне пластичности или в пределах 1000 м от зоны пластичности, температурный градиент которой составляет по меньшей мере 80°C на километр глубины.

Некоторые варианты осуществления предлагаемых способов производства геотермической энергии предполагают возможность наличия интервалов скважин, не обсаженных металлическими трубами, а вместо этого на таких интервалах в качестве стенок скважины служит пластовая порода, уплотненная затвердевшим веществом-уплотнителем, и стенка скважины на таких интервалах образована таким затвердевшим веществом-уплотнителем, который в некоторых вариантах осуществления изобретения делает диаметр скважины на таких интервалах больше, а в некоторых случаях намного больше, чем на интервалах, где скважина обсажена металлическими трубами.

После установки теплообменной системы с замкнутым контуром по ней может осуществляться циркуляция текучей среды с целью нагревания последней и выработки энергии с помощью нагретой текучей среды. В частности, извлеченная из теплоносной подземной геологической среды энергия может быть использована непосредственно для теплоснабжения, или же превращена в электрическую энергию или другие полезные формы энергии, как это известно специалистам.

В дополнение к определению температурного профиля и профиля восполнения потерь тепла предлагаемые способы позволяют оценить долгосрочную перспективность геологической среды для производства геотермической энергии на основе температурного профиля и профиля восполнения потерь тепла. Такой анализ может быть выполнен путем моделирования эксплуатационных характеристик скважины как функции времени с учетом изменения во времени температуры, интенсивности теплового потока, пластичности геологической среды в окрестности скважины и других параметров с целью оценки изменения количества извлекаемой энергии и обеспечиваемой системой эффективности преобразования с течением времени. Такой анализ может быть выполнен также для сравнения разных областей данной геологической среды с целью определения одного или большего количества подходящих мест для размещения теплообменных контуров.

Раскрываемые здесь варианты осуществления предлагаемого изобретения относятся к устройству и способам извлечения энергии из высокотемпературных непроницаемых геологических сред, не имеющих трещин или пор, естественных или стимулированных. В противоположность тому сложившемуся общему мнению, что для эффективной теплопередачи и производства энергии требуется некоторая степень проницаемости и, следовательно, конвекции, авторы предлагаемого изобретения обнаружили, что непроницаемая теплоносная геологическая среда может быть эффективным и устойчивым ресурсом для извлечения геотермической энергии, в частности, для выработки электрической энергии.

Геотермальная теплообменная система с замкнутым контуром может быть размещена в подземной геологической среде на основе определенного температурного профиля и определенного профиля восполнения потерь тепла этой подземной геологической среды. Размещение геотермальной теплообменной системы с замкнутым контуром может быть сопряжено с бурением, обсаживанием труб, прострелочно-взрывными работами, цементированием, расширением стенок необсаженных скважин с трещинами, уплотнением стенок необсаженных скважин и другими операциями, связанными с бурением и обустройством скважинного контура, как это известно специалистам. Это обустройство может включать размещение теплообменной зоны системы с замкнутым контуром в геологической среде в пределах зоны пластичности или зоны перехода от хрупкости к пластичности. В некоторых вариантах осуществления предлагаемого изобретения это обустройство может включать или дополнительно включать размещение теплообменной зоны системы с замкнутым контуром в геологической среде в пределах зоны хрупкости, а также стимулирование зоны хрупкости в окрестностях зоны теплообмена".

Выше было сказано: "Размещение геотермальной теплообменной системы с замкнутым контуром может быть сопряжено с бурением, обсаживанием труб, прострелочно-взрывными работами, цементированием, расширением стенок необсаженных скважин с трещинами, уплотнением стенок необсаженных скважин и другими операциями, связанными с бурением и обустройством скважинного контура, как это известно специалистам".

В этом документе ничего не сказано о способах, последовательностях, химических составах или технологиях, которые касались бы уплотнения необсаженных скважин, поддержания уплотнения в течение времени и поддержания целостности ствола скважины.

В резюме статьи "Сухие горячие горные породы - новый источник геотермической энергии", Energy, том 3, выпуск 5, октябрь 1978 года, страницы 639-644, Мортенсен (Mortensen) пишет следующее:

"Проект, который ведет Лос-Аламосская научно-исследовательская лаборатория, призван продемонстрировать техническую и экономическую осуществимость извлечения энергии из сухих горячих горных пород как из геотермического источника. Система, проходящая испытания, имеет в своем составе две глубоких буровых скважины, которые пробурены в горячей непроницаемой горной породе и соединены трещиной, полученной с помощью гидроразрыва пласта. В сентябре 1977 года контур циркуля-

ции был замкнут в первый раз и вода циркулировала в забойном резервуаре и в паре 10-мегаваттных термальных теплообменниках. Для оценки термических, химических и механических свойств этой системы извлечения энергии на 1978 год планируется серия долговременных экспериментов".

Основываясь на технологиях сбора геотермической энергии, Сенью и др. (Song et al.) в патенте США № 10,260,778, выданном 16 апреля 2019 года, заявляют "[с]пособ создания геотермической энергетической установки для извлечения тепловой энергии из горячей сухой геологической среды с низкой пористостью, в котором бурят объединенную питающую и возвратную скважину (22) на первую заданную глубину, после чего бурят скважину на вторую заданную глубину, образующую нижнюю часть (22') упомянутой объединенной питающей и возвратной скважины, при этом на упомянутой второй заданной глубине создают первую коллекторную зону (8), нижнюю часть (22') упомянутой объединенной питающей и возвратной скважины (1') продлевают бурением скважины с тем же или меньшим диаметром до максимальной глубины, где создают вторую коллекторную зону (9), при этом бурят одну или большее число добычных скважин (Р) для создания замкнутого контура между упомянутыми первой коллекторной зоной (8) и второй коллекторной зоной (9), выполненный с возможностью циркуляции в нем рабочей текучей среды, при этом в упомянутой объединенной питающей и возвратной скважине (22, 22') установлена труба (5), а между упомянутыми первой и второй коллекторными зонами (8, 9) установлен флюидопор (66), герметизирующий кольцевое пространство (20) между нижней частью (22') упомянутой объединенной питающей и возвратной скважины и упомянутой трубой (5) с целью разделения питающего и возвратного потоков".

Таким образом, известный до даты приоритета предлагаемого изобретения уровень техники нуждается в способе извлечения тепловой энергии из геологической среды, который был бы применим при создании и поддержании уплотнения ствола скважины в условиях геометрических параметров замкнутого контура и был бы эффективен для использования в области геотермальной энергетики без ограничения типом геологической среды, в частности, ее проницаемостью.

Предлагаемое изобретение решает ряд проблем в разных областях техники и уникальным образом объединяет принципы для создания нового направления в области геотермальной энергетики.

Краткое описание предлагаемого изобретения

Одной из целей предлагаемого изобретения является обеспечение значительных усовершенствований в технологии создания скважинных структур в целом, а также в области извлечения геотермической энергии.

Еще одной целью предлагаемого изобретения является создание способа создания скважинной структуры в геологической среде, пригодной для извлечения геотермической энергии, содержащего следующие стадии:

в процессе бурения вызывают в скважинной структуре необратимое нарушение проницаемости, используя по меньшей мере одно из следующих воздействий: термическое, механическое, химическое, биологическое, и

создают практически непроницаемую для текучих сред прослойку между скважинной структурой и геологической средой.

Использование технологий нарушения проницаемости является парадоксальным решением в области бурения стволов скважин и, в частности, в области геотермальной энергетики, зависящей от миграции текучей среды через поры, трещины и т. п. Предлагаемая технология в качестве первого шага предусматривает уплотнение трещин и других областей геологической среды, облегчающих миграцию текучей среды.

В предлагаемом изобретении предусмотрено использование разрушающих технических приемов для уменьшения проницаемости стенок скважины до такой степени, чтобы в геологической среде нагревание рабочей текучей среды, предназначенной для извлечения тепла, осуществлялось только за счет кондуктивной передачи тепла от окружающей горной породы.

Эта технология порождает немедленную выгоду, состоящую в том, что уменьшается или полностью отпадает потребность в обсадных трубах и соединителях. Одно это дает большую экономию в бурении, а этот процесс обуславливает большую часть расходов, связанных с освоением геотермальных ресурсов.

Что касается еще одной цели одного из аспектов осуществления предлагаемого изобретения, то ею является создание способа создания скважинной структуры с впускной скважиной и выпускной скважиной, пробуренных в геологической среде, пригодной для извлечения геотермической энергии, содержащего следующие стадии:

вызывают необратимое нарушение проницаемости для ствола скважины, простирающегося между упомянутыми впускной и выпускной скважинами при бурении этого ствола скважины, используя для создания практически непроницаемой для текучих сред прослойки между упомянутым стволом скважины и упомянутой геологической средой химическое воздействие,

осуществляют циркуляцию в упомянутой скважинной структуре химического состава, способного вызывать выделение осадка на геологической среде с упомянутой прослойкой для повышения уплотнительной способности и механической целостности этой прослойки, и

осуществляют циркуляцию в уплотненном стволе скважины рабочей текучей среды, содержащей добавку, способствующую поддержанию прослойки для поддержания непроницаемости в процессе циркуляции рабочей текучей среды в скважинной структуре.

Непроницаемая прослойка между стволом скважины и окружающей геологической средой формируется благодаря специальному выбору химических соединений и последовательности операций. В результате получается снабженный непроницаемой прослойкой самовосстанавливающийся ствол скважины, который, будучи встроенным в реальный выходящий на поверхность замкнутый контур, представляет великолепную альтернативу геотермальным технологиям, основывающимся на гидроразрыве пласта и на использовании обсадных труб во всем контуре.

Специалистам должно быть понятно, что для формирования упомянутой прослойки может быть использовано огромное множество химических составов. Для этого в составе бурильного раствора могут быть использованы те соединения, которые образуют осадок с геологической средой, окружающей ствол скважины. Для второй обработки может быть использовано любое подходящее соединение, которое реагирует с любым неосажденным составом, оставшимся после первой обработки. Наконец, для циркуляции в контуре может быть выбрана рабочая текучая среда, обеспечивающая дальнейшее реагирование с различного рода щелями, трещинами, аномалиями и т. п., которые со временем развиваются в прослойке.

Рабочую текучую среду выбирают с целью оптимизировать термодинамические характеристики геотермальной системы и повысить механическую целостность ствола скважины. Чтобы это обеспечить, по завершении бурения могут производиться дополнительные операции по обработке ствола скважины.

Образованные с использованием описываемой здесь технологии скважинные структуры могут быть сделаны подходящими для создания геотермальных систем с замкнутым контуром за одну операцию в противоположность многоэтапным действиям, требующимся в случае применения существующих технологий. Кроме явного сокращения количества отдельных операций обеспечивается также положительный экономический эффект. Это главная особенность предлагаемой технологии, ставящая ее значительно выше способов, используемых в настоящее время.

С точки зрения работы меры по решению проблем, возникающих по ходу бурения в связи с нерегулярными или меняющимися условиями, должны приниматься оперативно по мере возникновения этих проблем. Еще одной существенной чертой предлагаемой технологии является ее адаптивность и гибкость. Поскольку эта методология основывается на технологиях создания в геологической среде скважины путем разрушения пласта, в чем данные технологии находятся в коллизии с известными технологиями, то предлагаемая технология в самом неблагоприятном случае предлагает делать геологическую среду подходящей для создания геотермальной системы с замкнутым контуром, не принимая во внимание проницаемость или геологическое строение.

В альтернативном варианте целью еще одного аспекта предлагаемого изобретения является создание способа образования скважины в теплоносной геологической среде для извлечения энергии, содержащего следующие стадии:

бурят в теплоносной геологической среде скважину с необсаженным стволом,

вводят в ствол скважины активные химические вещества для химических реакций с целью образования непроницаемой для текучих сред прослойки между стволом скважины и геологической средой, так чтобы упомянутая прослойка содержала также непрореагировавшие активные химические вещества, и

вводят в ствол скважины рабочую текучую среду, способную вступать в реакции с упомянутыми непрореагировавшими активными химическими веществами для дальнейшего формирования прослойки.

Пока имеется эффективный запас непрореагировавших активных химических веществ, ствол скважины способен к самовосстановлению в случае каких-либо проблем с прослойкой. Таким образом, рабочая текучая среда не только отбирает тепловую энергию геологической среды с максимальной эксплуатационной эффективностью, но и обеспечивает поддержание целостности прослойки, не требуя для этого много сил и средств.

В целях осуществления экологически ответственных способов, которые здесь излагаются, еще одной целью одного из вариантов осуществления предлагаемого изобретения является создание способа восстановления ствола скважины, в том числе участков, подвергшихся гидроразрыву, созданных в геологической среде по технологиям гидроразрыва пласта, содержащего следующие стадии:

обрабатывают ствол скважины и пористое пространство участков, подвергшихся гидроразрыву, первым химическим составом, который способен образовывать на этих участках осажденную непроницаемую прослойку, и

с целью осаждения возможных непрореагировавших остатков упомянутого первого химического состава обрабатывают эту прослойку вторым химическим составом для дальнейшего ее уплотнения.

Описываемые здесь технологии уплотнения делают возможным как восстановление, так и преобразование геотермических процессов, основывающихся на гидроразрыве пласта.

В связи с этим еще одной целью одного из вариантов осуществления предлагаемого изобретения является создание способа преобразования открытой геотермальной системы, геологическая среда которой имеет по меньшей мере одно из следующего: разрывное нарушение, неконсолидированную горную породу, песок, имеющей сообщенные с возможностью переноса текучей среды впускную скважину и

выпускную скважину, в геотермальную скважинную структуру с замкнутым контуром, содержащего следующие стадии:

вводят первый химический состав, который способен образовывать осажденную непроницаемую прослойку в области между упомянутыми впускной скважиной и выпускной скважиной и в упомянутой геологической среде, имеющей по меньшей мере одно из следующего: разрывное нарушение, неконсолидированную горную породу, песок, обеспечивая этим создание замкнутого контура, включающего упомянутую геологическую среду, имеющую по меньшей мере одно из следующего: разрывное нарушение, неконсолидированную горную породу, песок, а также упомянутые впускную скважину, выпускную скважину и область между ними, и

для осаждения возможных непрореагировавших остатков упомянутого первого химического состава обрабатывают упомянутую прослойку вторым химическим составом с целью дальнейшего ее уплотнения.

Краткое описание прилагаемых графических материалов

На фиг. 1 представлены графики зависимости объема фильтрата от времени для текучих сред разного состава.

На фиг. 2 представлены графики зависимости перепада давления и проницаемости от времени при испытаниях керна на заводнение при химическом закреплении пласта, описанных в примере 1.

На фиг. 3 схематично изображено сечение скважинной структуры со стенками, непроницаемость которых на поперечном участке между впускной и выпускной скважинами обеспечена без обсадных труб.

На фиг. 4 скважинная структура, аналогичная изображенной на фиг. 3, изображена с обсадными трубами на части упомянутого поперечного участка, проиллюстрированы также связи с уплотнителем.

На фиг. 5 уплотненная скважинная структура, аналогичная изображенной на фиг. 4, изображена в имеющей разрывные нарушения геологической среде с пренебрежимо малой проницаемостью.

На фиг. 6 схематично изображена многоканальная структура поперечных соединительных участков скважинной структуры.

На фиг. 7 фрагмент уплотненной непроницаемыми стенками многоканальной структуры поперечных соединительных участков, изображенной на фиг. 6, схематично изображен в увеличенном масштабе.

На фиг. 8 схематично изображена геотермическая скважинная структура альтернативной конфигурации.

На фиг. 9 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно еще одному альтернативному варианту конфигурации.

На фиг. 10 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно альтернативному варианту осуществления.

На фиг. 11 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно еще одному альтернативному варианту осуществления.

На фиг. 12 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно еще одному альтернативному варианту осуществления.

На фиг. 13 геотермическая скважинная структура, изображенная на фиг. 12, изображена на виде сверху.

На фиг. 14 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно еще одному альтернативному варианту осуществления.

На фиг. 15 схематично изображена геотермическая скважинная структура согласно еще одному альтернативному варианту осуществления.

На фиг. 16 в поперечном сечении изображен ствол скважины, пробуренный в геологической среде с высокой проницаемостью, при этом показан запас непрореагировавшего вещества-уплотнителя,

На фиг. 17 на том же виде, что и на фиг. 16, проиллюстрирована трансформация прослойки ствола скважины, придающей ему непроницаемость, после циркуляционного контакта с рабочей текучей средой.

На фиг. 18 в поперечном сечении изображен ствол скважины, пробуренный в геологической среде с низкой проницаемостью, и прослойка между стволом скважины и окружающей геологической средой.

На фиг. 19 изображена схема варианта осуществления энергетического цикла геотермической скважинной структуры согласно предлагаемому изобретению.

На фиг. 20 изображена схема альтернативного проиллюстрированному на фиг. 19 варианта осуществления энергетического цикла геотермической скважинной структуры.

На фиг. 22 изображена схема интегрированного геотермического контура, содержащего турбину и генератор, получающие привод непосредственно от рабочей текучей среды геотермальной системы.

На фиг. 23 изображена схема варианта осуществления интегрированного геотермического контура, альтернативного проиллюстрированному на фиг. 22.

На фиг. 24 изображены графики изменения температуры разных рабочих текучих сред в зависимости от расстояния.

На фиг. 25 схематично изображена система скважин, соединенных в W-образную конфигурацию или в шлейф.

На фиг. 25А совокупность поперечных соединительных скважин системы, изображенной на

фиг. 25, изображена в увеличенном масштабе.

На фиг. 26 изображена система скважин согласно варианту осуществления, альтернативному проиллюстрированному на фиг. 25.

На фиг. 27 изображена система скважин согласно еще одному варианту осуществления, альтернативному проиллюстрированному на фиг. 25.

На фиг. 28 изображена система скважин согласно еще одному варианту осуществления, альтернативному проиллюстрированному на фиг. 25.

На прилагаемых чертежах сходным элементам присвоены сходные ссылочные обозначения.

Предлагаемое изобретение применимо в отраслях геотермальной энергетики и рекультивации участков земной коры, служащих источником геотермической энергии.

Подробное описание предпочтительных вариантов осуществления предлагаемого изобретения

Говоря кратко, предлагаемое изобретение относится к проектированию и техническому исполнению скважинных структур, в частности, геотермических скважинных структур с замкнутым контуром. Аспект технического исполнения включает операции:

- i) создают уплотнение (придают непроницаемость стенкам) ствола скважины в процессе бурения,
- ii) по завершении процесса бурения усиливают уплотнение химической обработкой, и
- iii) затем заменяют буровой раствор циркулирующей рабочей текучей средой, усиливающей и поддерживающей уплотнение путем создания уплотнительной прослойки в местах оставшейся проницаемости и его восстановления при возникновении проницаемости с поддержанием целостности ствола скважины.

Гибкость такого подхода позволяет применять каждую из этих операций отдельно в зависимости от конкретных свойств геологической среды, однако они наиболее эффективны, когда осуществляются совместно для создания и поддержания геотермальных систем с замкнутым контуром.

Скважинная структура может иметь разнообразные конфигурации, например, конфигурацию единой U-образной трубы, в которой впускная и выпускная скважины расположены на одном и том же участке земли, или конфигурацию "труба в трубе", которая может быть вертикальной, наклонной или горизонтальной и включать шлейф из нескольких таких скважинных структур, или L-образную конфигурацию и т.д. Это только примеры, которыми разнообразие конфигураций не ограничивается. Специалистам должны быть известны другие подходящие решения.

Варианты, упомянутые выше, особенно эффективны при создании скважинных систем с множественными поперечными соединительными каналами, в которых эти множественные поперечные соединительные каналы соединены с вертикальным стволом скважины, обычно это скважинная структура с конфигурацией U-образной трубы с множественными горизонтальными каналами, соединяющими вертикальную обсаженную впускную скважину и вертикальную обсаженную выпускную скважину. Использование множественных поперечных соединительных каналов дает несколько преимуществ, до сих пор в отрасли неизвестных. А именно следующих.

- i) Чтобы сэкономить время и избежать материальных затрат, связанных с установкой обсадных труб, поперечные соединительные каналы можно начинать, бурить и завершать с необсаженным стволом.

- ii) При бурении за одну операцию в процессе бурения можно создавать и уплотнять (делать непроницаемыми) места соединений в необсаженных стволах. Это позволяет обойтись без сложных механических соединителей, размещения цемента в кольцевом пространстве, выбуривания цементировочной пробки или металлических секций, многократных доставок на поверхность и других сложностей и расходов, связанных с хитросплетенными подземными операциями и приводящих к задержкам перспективного бурения.

- iii) Не уменьшается внутренний диаметр, что позволяет бурить неограниченное количество поперечных соединительных каналов.

- iv) Нет уменьшения теплопередачи, обусловленного наличием изолирующего цементного слоя или неподвижного кольцевого пространства между стальной обсадной трубой и горной породой.

- v) И наконец, появилась возможность повторно входить в множественные поперечные соединительные каналы с помощью оборудования магнитной локализации для пересечения с другими поперечными стволами и создавать замкнутую скважинную структуру с конфигурацией U-образной трубы.

Что касается уплотнения в процессе бурения, то оно может быть осуществлено внесением в сам буровой раствор добавок, которые создают необратимое нарушение проницаемости, уменьшая последнюю до нуля или понижая ее до пренебрежимо малого уровня.

В качестве таких добавок могут использоваться ускорители биологического обрастания, например, используемые в микробиологических методах повышения нефтеотдачи пластов, или же физические частицы, способные создавать непроницаемую глинистую корку, или же химические коагулянты, вступающие в реакцию при контакте с геологической средой и проникновении в нее, например, отверждающиеся со временем смолы или термоотверждающиеся смолы и эпоксиды, гели и полимеры.

Еще один способ осуществлять уплотнение ствола скважины в процессе бурения основывается на уплотнении поверхности горной породы путем плавления стенки ствола скважины под действием чрезвычайно высоких температур, например, с помощью высокотемпературной плазмы или лазерной буровой головки.

Предпочтительным решением представляется использование химических кольматантов, например, щелочно-силикатного бурового раствора с pH выше 10,5, который в стволе скважины остается в жидком состоянии, но осаждается с образованием твердого тела после контакта с горной породой и проникновения в нее. Техническая функция бурового раствора различна в проницаемых породах (например, в песчанике или в трещиноватой породе) и в непроницаемых породах, таких как, например, плотные сланцы или алевролиты. В проницаемых геологических средах жидкий щелочно-силикатный буровой раствор попадает во всякие пути проникновения потока прежде, чем вступит в реакцию и перейдет в твердое состояние. Получающийся в результате твердый осадок заполняет пористую структуру и естественные трещины в самой породе и создает непроницаемый для текучей среды барьер между стволом скважины и геологической средой.

В противоположность этому в горных породах с проницаемостью, близкой к нулевой, таких как, например, глинистый сланец, функция бурового раствора состоит не в нарушении проницаемости, так как ее и так нет. В этих случаях буровой раствор используют для создания механического и химического барьера между горной породой и стволом скважины и заполнения естественных трещин, щелей или сколов. Конечный результат тот же самый: создание непроницаемого для текучей среды барьера между стволом скважины и геологической средой.

Вещество-уплотнитель может быть использовано также для цементации рыхлых песков, для повышения устойчивости пласта к сжимающим нагрузкам и для предотвращения выноса песка из пласта в скважину и обрушения стенок скважины.

Как известно, растворимые силикаты содержат три компонента, а именно: кремневый ангидрид, оксид щелочного металла и воду. Кремневый ангидрид (диоксид кремния, SiO_2) является главным компонентом растворимых силикатов, и он стабилизируется оксидом щелочного металла. Оксид щелочного металла может быть выбран из следующей группы: оксид натрия (Na_2O), оксид калия (K_2O), оксид лития (Li_2O). Этот компонент отвечает за поддержание растворимости кремневого ангидрида.

В число подходящих силикатов входят алюмосиликаты калия, натрия. Они доступны как в жидком виде, так и в виде порошка. В предлагаемом изобретении использование силикатов желательно, так как они способны вступать в химические реакции определенного типа, в частности, они образуют гель (с резким снижением pH), что является признаком полимеризации или сгущения структур растворимого силиката с образованием водосодержащей аморфной гелевой структуры силиката. Гелеобразование вызывается резким снижением pH, при этом процесс полимеризации начинает протекать быстро при pH ниже 10,5.

Другой тип реакции, в которую могут вступать силикаты, проявляется в образовании осадка в присутствии катионов, в частности, катионов кальция. Осаждение имеет место при образовании поперечных межмолекулярных связей молекул силиката поливалентными катионами (то есть Ca^{+2} , Mg^{+2} , Al^{+3} , Fe^{+3} , и т.д.). Эти катионы присутствуют в пластовой жидкости, поэтому результатом взаимодействия бурового раствора с пластовой жидкостью является осаждение твердого вещества в пористой структуре.

Еще один тип реакции, в которую могут вступать силикаты, проявляется в дегидрации. По мере того как из жидкого силиката удаляется вода, силикат становится все более клейким и вязким, пока не превратится, в конце концов, в стекловидную пленку. Такие реакции протекают в околоскважинном пространстве при смешивании фильтрата из бурового раствора с текучими средами, присутствующими в материнской породе.

Силикаты можно считать особо пригодными для использования в предлагаемом изобретении потому, что они проявляют устойчивость в качестве веществ-уплотнителей как в условиях местной окружающей среды, так и в условиях сверхвысоких температур. Например, в литейном производстве силикаты щелочных металлов и песок используются при температурах 650°C и выше, и эта основная химическая реакция используется также для герметизации бетонных конструкций при температуре окружающего воздуха.

Чтобы обеспечить максимальное проникновение текучей среды в пласт и ускорить поглощение фильтрата пластом для химического уплотнения ствола скважины, щелочно-силикатный буровой раствор составляют так, чтобы он не содержал твердой фазы и имел низкую вязкость. Для множественных поперечных соединительных каналов серьезную проблему представляет трение, поэтому в буровой раствор вносят смазывающую добавку, совместимую с силикатным раствором и не вредящую уплотняющим свойствам бурового раствора.

Концентрация активного силиката щелочного металла в воде может составлять от 0,3 до 10 мас.%, предпочтительно от 3 до 6 мас.%. Оптимальная величина концентрации в некоторой степени зависит от свойств геологической среды, в частности, от конкретного состава пластовой жидкости и ее температуры. Более высокие температуры горной породы могут вызвать задержку выделения осадка. Осаждение замедляется также при низком содержании в пластовой жидкости поливалентных катионов, например, ниже 1000 мг/л. Поэтому при повышении температуры и понижении содержания катионов в пластовой жидкости следует повышать концентрацию силиката щелочного металла.

Еще одним преимуществом щелочно-силикатного бурового раствора является увеличение скорости проходки и срока службы головки бура.

Физические свойства комбинированного материала из горной породы и уплотнителя во многом зависят от горной породы, но могут быть скорректированы умелым подбором свойств уплотнителя. В буровой раствор может быть внесена теплопроводная добавка, например, наночастицы графена, что позволит обеспечить высокую теплопроводность уплотнителя.

Энергетический выход геотермальной системы с замкнутым контуром может быть определен с помощью термодинамической модели скважинной системы, состоящей из дискретизированной скважинной системы с множественными термическими сопротивлениями между температурой текучей среды и температурой дальней зоны геологической среды. Каждый дискретизированный сегмент сбалансирован по энергии и массе, при этом свойства текучей среды и расчеты определяются уравнением состояния. Термические сопротивления включают горную породу, связующее вещество (цемент), стальные обсадные трубы и сопротивление конвективной теплопередаче в самой скважинной системе.

В качестве количественного примера рассмотрим семидюймовую обсаженную и цементированную скважину в контакте с геологической средой с удельной теплопроводностью 3 Вт/(м·К) , термические сопротивления через пять лет работы для горной породы, цемента, обсадных труб и конвекции потока в трубе составляют соответственно $2,2\text{E-}02$, $2,1\text{E-}03$, $2,9\text{E-}05$ и $5,0\text{E-}5$. В теплопередаче преобладает радиальный перенос тепла через горную породу, по сравнению с которым всеми прочими термическими сопротивлениями можно пренебречь. При использовании описываемого здесь уплотнителя отсутствуют термические сопротивления обсадных труб или цемента, поэтому тепловой КПД приблизительно на 9% выше, чем на существующем уровне техники. Повысить теплопередачу еще больше можно, повысив теплопроводность горной породы и/или уплотнительного материала.

Для улучшения эксплуатационных характеристик уплотнения и повышения механической целостности в щелочно-силикатный уплотнитель могут быть введены твердые частицы, способные химически внедряться в щелочно-силикатный осадок и/или связываться с последним. В бурительный раствор могут вводиться упрочнители, такие как эксфолиированная летучая зола, поверхностно-активированный графен и оксид графена, угольные волокна и др. Они могут находиться в нанодисперсном или микродисперсном состоянии и быть химически связанными с осажденным кремневым ангидридом.

После создания в процессе бурения начального уплотнения испытывают целостность уплотнения. Обычно это делается путем создания в скважинной структуре повышенного давления и отслеживания скорости понижения давления, если оно происходит. Другой метод состоит в сквозном долговременном измерении скорости поглощения жидкости пластом в процессе циркуляции. В этом случае буровой раствор удаляют и заменяют его рабочей текучей средой, основное назначение которой состоит в доставке энергии на поверхность, и в процессе выполнения регулярных операций измеряют скорость поглощения жидкости пластом.

По завершении бурения уплотнение по существу создано, но все же могут остаться небольшие участки с некоторой проницаемостью, например, трещиноватые зоны или каналы с высокой проницаемостью, которые не были достаточно уплотнены в процессе бурения. Поэтому до начала или возобновления нормальной работы уплотнение можно усилить химической промывкой или обработкой.

При использовании щелочно-силикатного бурового раствора последний, как описывалось ранее, реагирует с пластовой жидкостью с образованием геля и последующим отверждением с образованием твердой и высокопрочной прослойки. Эти реакции происходят в зоне перемешивания щелочно-силикатного бурового раствора с пластовой жидкостью. В канале с высокой проницаемостью или в трещине буровой раствор может проникать через геологическую среду так быстро, что пластовая жидкость вытесняется из ствола скважины и зона перемешивания существенно смещается в геологическую среду, или же пластовая жидкость может оказаться чрезвычайно малосолёной, так что силикат превращается в гель, но осаждается не полностью.

В таких случаях имеет место частичное или основательное уплотнение глубоко внутри горной породы, в то время как околоскважинное пространство содержит неизрасходованный или непрореагировавший жидкий щелочно-силикатный буровой раствор при отсутствии пластовой жидкости, с которой он мог бы вступить в реакцию. Поэтому целью химической промывки является прокачка через скважинную структуру средства химической обработки под давлением, достаточным, чтобы вызвать просачивание из ствола скважины в околоскважинную зону геологической среды, обеспечить контакт с оставшимся после бурения неизрасходованным жидким щелочно-силикатным буровым раствором и вызвать выделение осадка. Подходящими агентами, известными в отрасли, являются рассол хлорида кальция, кислоты, диоксид углерода (CO_2), поверхностно-активные вещества, сложные эфиры.

В другом варианте усиления уплотнения средство химической обработки прокачивают через скважинную структуру под давлением, достаточным, чтобы вызвать просачивание из ствола скважины в околоскважинную зону геологической среды, при этом упомянутое средство химической обработки состоит из цементировочных пробок или порций щелочного силиката, после которых следует реагирующее средство химической обработки, такое как известные в отрасли рассол хлорида кальция, кислоты, диоксид углерода (CO_2), поверхностно-активные вещества, сложные эфиры. Два средства химической обработки можно попеременно прокачивать несколько раз, результатом чего станет существенное перемешивание в околоскважинной зоне. Чтобы предотвратить перемешивание внутри ствола скважины или их непосред-

ственный контакт, порции щелочного силиката и химического реагента могут отделяться друг от друга разделителем.

В отношении поддержания уплотнения и целостности ствола скважины во время работы следует заметить, что процесс бурения в нефтегазовой области и геотермальной энергетике требует поддержания целостности ствола скважины и его частичного уплотнения (в виде глинистой корки на стенках скважины) в течение некоторого времени, пока не будет установлена обсадная колонна или потайная колонна. Целостность ствола необсаженной скважины (до установки обсадной колонны или потайной колонны) и его частичное уплотнение создают с помощью надлежащих технических приемов и применением бурового раствора.

В отличие от этого, предлагаемое изобретение требует поддержания уплотнения в необсаженной скважине и целостности ствола скважины в течение всего срока службы геотермальной системы, который составляет 50 или больше лет.

В дополнение к созданию уплотнения в процессе бурения и, при необходимости, укреплению уплотнения с помощью отдельной химической обработки рабочая текучая среда сама по себе играет крайне важную роль в поддержании уплотнения и целостности ствола скважины. Главная функция рабочей текучей среды состоит в переносе энергии из подземного пласта на поверхность для непосредственного использования, или для превращения в электрическую энергию, или для охлаждения. Поэтому эта рабочая текучая среда должна иметь физические свойства, обеспечивающие перенос энергии и максимальный термодинамический КПД системы. Например, эта текучая среда может иметь по меньшей мере одно свойство, выбранное из следующей группы:

а) с целью достижения максимального температурного перепада и максимальной теплопередачи между текучей средой и окружающей теплоносной геологической средой внутри поперечного соединительного канала между впускной скважиной и выпускной скважиной имеет существенно нелинейную зависимость энтальпии от температуры при давлениях выше 10 МПа и температурах ниже 180°C,

б) обладает способностью вступать в обратимую реакцию, чувствительную к изменению давления: эндотермическую при повышенном давлении и экзотермическую при давлении ниже упомянутого повышенного давления,

в) представляет собой смесь, вступающую в упомянутом поперечном соединительном канале в эндотермическую реакцию химической абсорбции,

г) представляет собой водный раствор электролита с растворимостью, зависящей от температуры и давления, обладающий внутри упомянутого поперечного соединительного канала теплопоглощающим действием,

е) является текучей средой на водной основе, содержащей композицию, уменьшающую сопротивление при турбулентном обтекании,

ф) является сверхкритической текучей средой, такой как диоксид углерода (CO₂),

г) представляет собой смесь этана и аммиака,

h) имеет любую из работоспособных комбинаций свойств, перечисленных в пунктах от а) до г).

В дополнение к достижению максимального термодинамического КПД рабочая текучая среда имеет также много свойств бурового раствора, а именно:

i) выносит твердые частицы, которые могут собираться в скважине, на поверхность, где их удаляют, как правило, с помощью резервуара-отстойника, фильтра или гидравлического центробежного очистителя,

ii) поддерживает уплотнение стенок ствола скважины, так что они являются существенно непроницаемыми для текучих сред, и

iii) поддерживает стабильность и целостность ствола скважины.

Согласно одному из вариантов осуществления предлагаемого изобретения уплотнение поддерживают с помощью рабочей текучей среды, в которой присутствуют твердые частицы, и которая образует глинистую корку на стенках скважины или перекрывает и закупоривает естественные трещины. В качестве таких частиц могут быть использованы угольные волокна, минеральные волокна, целлюлозные волокна, частицы диоксида кремния, летучей золы, графита, графена, оксида графена, карбоната кальция, бентонита или других известных в отрасли материалов. Обычно эти частицы добавляют в количестве от 0,5 мас.% до 2,0 мас.% относительно рабочей текучей среды, если последняя имеет водную основу, и в эквивалентной объемной концентрации в случае рабочих текучих сред другого типа.

При использовании описанного выше щелочно-силикатного бурового раствора последний реагирует с пластовой жидкостью с образованием геля, который в последующем затвердевает с образованием твердой и высокопрочной прослойки. Эти реакции протекают в зоне смешения щелочно-силикатного бурового раствора и пластовой жидкости. В канале с высокой проницаемостью или в трещине буровой раствор может проникать через геологическую среду так быстро, что пластовая жидкость вытесняется из ствола скважины и зона перемешивания существенно смещается в геологическую среду, или же пластовая жидкость может оказаться чрезвычайно малосоленой, так что силикат превращается в гель, но осаждается не полностью. В таких случаях имеет место частичное или основательное уплотнение глубоко внутри горной породы, в то время как околоскважинное пространство содержит неизрасходованный или непрореагировавший жидкий щелочно-силикатный буровой раствор при отсутствии пластовой жидко-

сти, с которой он мог бы вступить в реакцию. Поэтому другой способ поддержания уплотнения предполагает введение реагента, который после проникновения из ствола скважины в околоскважинную зону пласта контактировал бы с неизрасходованным жидким щелочно-силикатным буровым раствором, оставшимся после бурения, и вызывал бы выделение осадка.

По сути любые области скважинной структуры, где после бурения осталась проницаемость, имели значительный приток силиката щелочного металла и содержат в околоскважинной зоне пласта неизрасходованный жидкий щелочно-силикатный буровой раствор. Поэтому введенный в рабочую текучую среду реагент естественным образом уплотнит оставшиеся проницаемые области. В качестве такого реагента могут быть использованы рассол хлорида кальция, кислоты, диоксид углерода (CO_2), поверхностно-активные вещества, сложные эфиры и другие известные в данной отрасли вещества.

Для поддержания стабильности и целостности ствола скважины в дополнение к уплотнению пласта рабочая текучая среда может оказывать на геологическую среду давление, достаточное для предотвращения вывалов на стенках скважины, обрушения породы в скважину и частичного спадания пласта. Величину давления, которое должна оказывать рабочая текучая среда, можно рассчитать с помощью комплексной термодинамической модели скважинной структуры, которая включает уравнение состояния для учета фазовых переходов, изменений свойств текучей среды в зависимости от давления и температуры и гидравлических потерь на трение. Если все рассчитано правильно, то рабочая текучая среда должна придавать всей скважинной системе минимальную устойчивость к сжимающим нагрузкам либо за счет приложения достаточно высокого напряжения в верхней части впускной скважины (рабочая среда под давлением), либо за счет изменения плотности рабочей текучей среды. Наряду с прочими известными в отрасли приемами, плотность рабочей текучей среды можно повысить внесением добавок-утяжелителей, таких как барит, или же с помощью растворимых солей.

Еще один способ поддержания стабильности ствола скважины состоит в использовании в составе рабочей текучей среды вещества - ингибитора глинистых сланцев. Такие вещества имеют свойство предотвращать набухание и разрушение глин и глинистых сланцев и используются как обычные добавки к буровым растворам. Наряду с прочими известными в отрасли в качестве подходящих добавок такого рода можно назвать аминокислотные реагенты, латексы, водные растворы солей калия.

Сочетание описанных выше добавок и функций приводит к получению рабочей текучей среды, которая не только эффективно выносит энергию на поверхность, но также укрепляет и поддерживает ствол скважины, устраняет проницаемость в случае ее возникновения и поддерживает стабильность и целостность ствола скважины, обеспечивая предупредительные меры по сохранению геотермальной системы с замкнутым контуром в непроницаемом для текучих сред состоянии.

Важным является требование, чтобы уплотняющие добавки не ухудшали термодинамических свойств рабочей текучей среды. Согласно одному из вариантов рабочая текучая среда на водной основе содержит доступную для приобретения антикоррозионную добавку в концентрации от 1 л/м^3 до 10 л/м^3 , бромид калия в концентрации от $0,05 \text{ л/м}^3$ до $0,3 \text{ л/м}^3$, поверхностно-активное вещество цетилтриметиламмоний в количестве от 3 мМ до 7 мМ , салицилат натрия в количестве от 8 мМ до 16 мМ и твердые частицы карбоната кальция в концентрации $0,5 \text{ мас. \%}$.

Описанный выше раствор обеспечивает более чем 60%-ное уменьшение сопротивления при турбулентном обтекании в температурном диапазоне, обеспечивающем возможность прямого геотермального теплоснабжения, что важно для эффективной работы с точки зрения термодинамики. Он обеспечивает также отдачу свыше 40%, как показали испытания согласно Процедурам Американского нефтяного института (АНИ РП) 13i для дисперсности глинистого сланца при горячей прокатке, реагирует с неизрасходованным силикатом щелочного металла с образованием прочной твердой прослойки, а частицы карбоната кальция перекрывают и закупоривают естественные трещины, устраняя проницаемость основной массы породы.

Согласно другому варианту осуществления предлагаемого изобретения в качестве рабочей текучей среды используют просто модифицированный щелочно-силикатный рассол.

Согласно еще одному варианту осуществления предлагаемого изобретения в качестве рабочей текучей среды используют сверхкритический диоксид углерода (CO_2), что особенно ценно, так как в области геотермальной энергетики во многих случаях термодинамический КПД сверхкритического диоксида углерода (CO_2) выше, чем у воды, и к тому же он является превосходным реагентом, способствующим превращению щелочно-силикатной жидкости в прочный твердый материал.

Далее различные механизмы образования уплотнения будут описаны на примерах.

Пример 1. Уплотнение химической обработкой.

Первоначальные испытания уплотнительных свойств силикатной системы выполняли с помощью установки для определения проницаемости моделей горных пород при тампонировании скважин.

Испытания с помощью тестера для определения проницаемости моделей горных пород:

20 мкм, диски с проницаемостью 3000 мД (от компании "OFITE") вымачивали в 30%-ном растворе хлорида кальция с вечера на утро (на протяжении приблизительно 16 часов) для полного насыщения пор рассолом и создания "тяжелого случая" пластовой жидкости, с которой должен реагировать силикатный буровой раствор.

Испытания проницаемости проводили в соответствии с инструкциями компании "OFITE" и рекомендациями Процедур Американского нефтяного института (АНИ РП) 13i для лабораторных испытаний буровых растворов:

250 мл тестовых текучих сред, которые будут описаны ниже, переносили в ячейку тестера проницаемости и помещали в устройство предварительно вымоченный диск. Прежде чем создать давление в устройстве и начать испытание, буровой раствор приводили в контакт с диском в течение 45 минут.

Испытания проводили в течение 30 минут при комнатной температуре и давлении 500 фунтов силы на квадратный дюйм ($\approx 3,45$ МПа).

Объем фильтрата регистрировали через 1, 5, 7,5, 15 и 30 минут.

На фиг. 2 представлены графики изменения во времени некоторых параметров, которые типичны при испытании на фильтрационном диске толщиной четверть дюйма ($1/4"=6,35$ мм). Пропускание полимерной контрольной текучей среды показало отсутствие потери материала в объеме фильтрата. При добавлении силикатов разных типов скорость фильтрации резко замедлялась по причине выделения осадка. Следует заметить, что проницаемость почти исчезала даже в диске толщиной четверть дюйма ($1/4"=6,35$ мм) с проницаемостью 3000 мД.

Приготовление текучей среды:

1000 мл текучей среды с полимером в концентрации 5 кг/м^3 приготовили путем перемешивания ксантановой смолы (Kelzan XCD™) с пресной водой в течение приблизительно 30 минут с помощью смешивающего аппарата "Silverson" с умеренной скоростью сдвига.

В качестве контрольной текучей среды использовали полимерсодержащую текучую среду, описанную выше.

Состав А. 30 мл Ecodrill™317, доступного для приобретения продукта компании "PQ Corporation", смешивали с 270 мл полимерсодержащей текучей среды, описанной выше, чтобы получить 300 мл 3%-ного активного растворимого силиката калия.

Состав В. 30 мл Ecodrill™ K45, доступного для приобретения продукта компании "PQ Corporation", смешивали с 270 мл полимерсодержащей текучей среды, описанной выше, чтобы получить 300 мл 3%-ного (в объемном соотношении) активного растворимого силиката.

После теста на проницаемость объем состава А был равен 273,8 мл, согласно расчетам быстрое поглощение фильтрата пластом составило 257 мл, а скорость статической фильтрации составила 3,2 мл/мин; объем состава В был равен 103,8 мл, согласно расчетам быстрое поглощение фильтрата пластом составило 103,8 мл, а скорость статической фильтрации составила 3,7 мл/мин. Расчеты выполнялись по формулам из АНИ РП 13i.

Проводились также испытания на гидравлическую эффективность керна, восстановление проницаемости, повреждение керна. Эти испытания часто проводят для изучения действия бурильного раствора или содержащейся в нем добавки на проницаемость керна, полученного из интересующей эксплуатационной зоны. Целью таких исследований обычно является минимизация вреда или доведение восстановленной проницаемости до максимума. Начальную проницаемость устанавливают и измеряют путем насыщения образца керна пластовой жидкостью, нефтью или некоторой смесью пластовой жидкости и нефти и напорным прогоном сквозь этот керн пластовой жидкости (жидкостей) в условиях пластовых давления и температуры. Затем через поверхность керна в течение определенного периода времени впускают тестовую текучую среду, при этом могут быть измерены объем фильтрата, проникновение текучей среды и толщина отфильтрованного материала. Затем для определения степени изменения (уменьшения или увеличения) проницаемости после воздействия тестовой текучей среды в противоположном направлении течения впускают пластовую жидкость. Цель этого исследования состояла в том, чтобы причинить кернам повреждения посредством реакций гелеобразования и выделения осадка силикатных тестовых текучих сред с синтетическими насыщенными рассолом кернами.

Испытания на гидравлическую эффективность керна, восстановление проницаемости, повреждение керна проводились следующим образом:

Керновые образцы из песчаника Береа с проницаемостью приблизительно 30 мД насыщали синтетическим рассолом в условиях пониженного давления и тестировали с использованием 3%-ного раствора силиката калия, содержащего в количестве 2% специализированную смазывающую добавку. Процедуры, параметры и результаты испытаний изложены ниже.

Процедура.

1) Керны взвешивали и предварительно насыщали рассолом в течение одной недели при пониженном давлении 15 дюймов (381 мм) ртутного столба.

2) Измеряли гидравлическую эффективность керна и его проницаемость для рассола.

3) Буровой раствор с силикатом калия перемешивали и нагревали до 95°C .

4) Буровой раствор вводили в керн с постоянной скоростью 3 мл/мин.

5) Осуществляли текущий контроль (мониторинг) давления.

6) Перепад давления со временем растет экспоненциально до ≈ 2500 фунтов силы на квадратный дюйм ($\approx 17,24$ МПа). Наблюдался прорыв текучей среды.

7) Керн не перекрывал протекание полностью, но имела место потеря $\approx 99\%$ проницаемости.

8) Эффлюент собирали, чтобы определить замену текучей среды (глубину проникновения).

Параметры.

Прибор: тестер отклика пласта "Чандлер".

Керновый образец: песчаник, 1,5 дюйма $\times$ 3,0 дюйма (3,81 см $\times$ 7,62 см).

Температура: 95°C.

Тестовая текучая среда: 3%-ный раствор силиката калия, содержащий 2% смазывающей добавки.

Объем пор: 16,76.

Начальная проницаемость для рассола: 28,32 мД.

Проницаемость после обработки буровым раствором: 0,197 мД.

Уменьшение проницаемости: $>99\%$.

Пропускная способность: 3 мл/мин.

Состав рассола:

хлорид натрия (NaCl) 230,303 г,

хлорид кальция (CaCl_2) 79,054 г,

хлорид натрия (KCl) 8,346 г,

хлорид магния (MgCl_2) 13,79 г.

Затем для определения способности щелочно-силикатных растворов со смазывающей добавкой создавать уплотнение и придавать целостность образцам глинистого сланца проводили испытания глинистого сланца на дисперсность. Методика испытаний соответствовала Процедурам Американского нефтяного института (АНИ РП) 13i для дисперсности глинистого сланца при горячей прокатке:

Кусок глинистого сланца Пирр массой приблизительно 2 кг раздробили, чтобы получить приблизительно 900 г частиц фракции -5/+10 меш (от 2 мм до 4 мм). Глинистый сланец Пирр намного более химически активен и восприимчив к воде, чем зрелые крепкие сланцы, которые обычно присутствуют на глубинах, с которыми имеет дело геотермальная энергетика. Он был выбран как базовый уровень из осторожности, реальные характеристики зрелых сланцев будут лучше.

Упомянутые частицы фракции -5/+10 меш (от 2 мм до 4 мм) просеивали через сита Американского общества испытания материалов (АОИМ) с использованием встряхивателя сит "Ro-Tap®" в течение 2 минут.

Приблизительно 10 г сланца поместили в тестовую текучую среду объемом 250 мл.

Образцы подвергали прокатке в течение 24 часов при температуре 120°C.

После прокатки образцы высыпали в сито 20 меш (пропускает частицы размером не более 0,84 мм).

Для удаления материала, который мог пристать к внутренним стенкам, ячейки старения промывали ингибированным буровым раствором (7% KCl).

Весь материал, полученный на сите 20 меш, высушивали в печи до постоянной массы при температуре 100°C.

Затем каждый образец повторно просеивали и регистрировали массу частиц фракции -5/+10 меш (от 2 мм до 4 мм).

Результаты испытаний для текучих сред нескольких разных составов сведены в таблицу ниже.

№ п/п	Образец	Начальная масса (г, 2 – 4 мм)	Полный выход массы (г)	Выход массы (г, 2 – 4 мм)	% выхода
1	Вода	10,025	2,027	0,113	1,1
2	3 об. % силиката калия	10,041	9,895	9,799	97,6
3	3 об. % силиката калия + 2% смазывающей добавки	10,007	10,164	9,657	96,5
4	Минеральное масло	10,011	9,251	8,501	84,9
5	7% хлористого калия (KCl)	10,054	9,015	7,307	72,7
6	10 л/м³ амин	10,002	6,961	5,759	57,6
7	Рабочая текучая среда	10,175	7,102	4,514	44,4

Достигнут выход свыше 97%, что указывает на превосходную уплотнительную и укрепительную способность этого глинистого сланца. Минеральное масло не реагирует со сланцем, и выход массы составил только "85%". Потеря массы связана с механической деградацией в процессе прокатки. Поэтому

высокий выход 97% указывает на то, что имеет место не только химическое уплотнение, но и повышение механической прочности. Рабочая текучая среда с добавленным ингибитором глинистых сланцев обеспечила выход массы 44%, это существенно более высокий результат, чем при использовании пресной воды, которая дала выход только 1%.

Пример 2.

Испытывали рабочую текучую среду на водной основе, содержащую доступную для приобретения антикоррозионную добавку, бромид калия, поверхностно-активное вещество цетилтриметиламмоний, салицилат натрия и твердые частицы карбоната кальция в концентрации 0,5 мас. %.

Измерение перепада давления (обусловлен сопротивлением) и получение характеристик турбулентного потока осуществляли с помощью двухдюймового (5,08 см) нагретого потока объемом 200 л. Контур был оснащен центробежным насосом (GIW, LCC-M 50-230) с большой скоростью сдвига и винтовым насосом кавитационного типа (Моупо™, 2F090) с малой скоростью сдвига. Максимальное число Рейнольдса (Re) достигало 500 000, и контур мог работать при объемной концентрации твердых частиц 15%. Перепад давления калибровали с помощью пресной воды и сравнивали с потерями давления на трение при той же мощности потока рабочей текучей среды. В температурном диапазоне, подходящем для прямого теплообмена, достигалось уменьшение сопротивления при турбулентном обтекании на 63%.

Для тестирования химической активности по отношению к присутствующему в околоскважинной зоне неизрасходованному силикату щелочного металла к образцам рабочей текучей среды подмешивали Ecodrill™ 317-29,1%-ный активный раствор диоксида кремния (SiO_2) и оксида калия (K_2O), взятых в соотношении $\text{SiO}_2\text{:K}_2\text{O}$, равном 2,5. Для доведения pH до значения 11-12 использовали гидроксид натрия (NaOH), и при легком перемешивании этот щелочно-силикатный раствор вводили в образцы рабочей текучей среды до получения растворов с концентрацией 3 об. % и 1 об. %. Такие низкие концентрации были выбраны, чтобы осторожно представить щелочно-силикатный буровой раствор, оставшийся неизрасходованным в околоскважинной зоне. В каждом случае добавление в рабочую текучую среду силикатного раствора приводило к осаждению, и через 24 часа силикат затвердевал. Эти результаты показывают, что рабочая жидкость укрепляет и увеличивает уплотнение ствола скважины, обеспечивая практическую непроницаемость для текучих сред.

Для оценки способности рабочей текучей среды поддерживать целостность и стабильность ствола скважины проводили модифицированный тест отмучивания глинистого сланца. Тестирование включало два прогона отмучивания глинистого сланца подряд с одним и тем же образцом. Сначала образец подвергали горячей прокатке в среде вещества-уплотнителя, как описывалось выше, затем для определения механической прочности и химической изоляции сланца его снова вымачивали в рабочей текучей среде. После начального прогона отмучивания сланца с веществом-уплотнителем бурового раствора образцы высушивали, взвешивали, погружали в химический состав рабочей текучей среды и прокатывали в течение 24 часов.

После прокатки образцы высыпали в сито 20 меш (пропускает частицы размером не более 0,84 мм) и весь материал, полученный на сите 20 меш, высушивали в печи до постоянной массы при температуре 100°C. Затем каждый образец повторно просеивали и регистрировали массу частиц фракции -5/+10 меш (от 2 мм до 4 мм) и сравнивали с массой образца после его уплотнения и высушивания. Интересно, что результаты множественных прогонов показали выход массы свыше 96%, что указывает на превосходную способность рабочей текучей среды поддерживать целостность ствола скважины.

Пример 3 - Уплотнение механической обработкой.

В одном из вариантов осуществления предлагаемого изобретения этот механизм может быть реализован внесением в буровой раствор твердых частиц, которые естественным образом проникают в поры / трещины для уменьшения проницаемости. Такой материал для борьбы с поглощением бурового раствора называют экранирующим наполнителем.

Упомянутые твердые частицы могут представлять собой гранулированный, волокнистый или хлопьевидный материал, или же комбинацию таких материалов и могут быть диспергированы в среде бурового раствора до размеров, необходимых для уменьшения проницаемости. Порядок подходящих размеров может быть от нанометров до миллиметров.

Установить наиболее подходящие материалы помогают закон Абрамса и теория оптимальной упаковки. Закон Абрамса гласит, что размер частиц закупоривающего агента (кольматанта) должен быть равен или быть чуть больше третьей части среднего размера порового канала соответствующего пласта.

Теория идеальной упаковки предоставляет полное распределение размеров частиц, обеспечивающее эффективное заполнение всех полостей, включая те, которые созданы кольматантами.

Перед закупоркой пор частицам может также придаваться размер, обеспечивающий проникновение в поры.

Кроме того, обеспечить дополнительное закупоривание пор и послужить материалом для борьбы с поглощением бурового раствора может буровая грязь.

Все эти материалы могут быть использованы для устранения скважинных протечек по завершении процесса бурения. Дальнейшее вытеснение бурового раствора загущенной буферной жидкостью, содер-

жащей кольматант, может быть осуществлено перекачкой с уменьшенной производительностью через участок скважины с необсаженным стволом, чтобы обеспечить проникновение кольматанта и перекрыть утечки, если таковые имеются.

Наконец, могут быть использованы также твердые силикаты, обеспечивающие эффективный комбинированный химико-механический механизм уплотнения пласта.

Пример 4 - Биологический механизм уплотнения

Микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов - это технология, имеющая дело с подбором, выращиванием и стимуляцией микроорганизмов для повышения нефтеотдачи пластов. В породах большинства глубоких геологических формаций содержатся анаэробные бактерии. По сравнению с приповерхностными микроорганизмами эти бактерии получают очень мало энергии и питательных веществ, поэтому у них очень низкие плотности популяции.

Одна из технологий микробиологического повышения нефтеотдачи пластов предусматривает обработку местной микробиоты питательными веществами с целью стимулирования их роста для последующего заполнения пор горной породы биологическим материалом. В качестве питательных веществ можно использовать любые подходящие вещества, но обычно в их числе нитрат калия и монопотрийфосфат. При достаточном питании и в благоприятных условиях рост бактерий происходит по экспоненциальному закону, поэтому для бактерий можно создать условия, чтобы они росли и полностью заполнили собой поры, делая пласт практически непроницаемым для текучих сред.

Другая технология предусматривает введение в геологическую среду новых микроорганизмов с одновременным снабжением их питательными веществами. Могут быть подобраны такие микроорганизмы, которые растут только при определенной температуре, и поэтому могут быть активированы при введении в горячий пласт.

Любая из этих технологий может быть использована с обычным буровым раствором и делать пласт практически непроницаемым для текучих сред и пригодным для создания геотермальной системы с замкнутым контуром.

Пример 5. Термальный механизм уплотнения.

Геологические среды различаются химическим составом и, следовательно, у них разные точки размягчения, хотя большинство осадочных формаций плавятся при температуре 1200°C или ниже. На стадии исследований, разработки и испытаний находится несколько технологий проникновения в пласт при помощи его термической дезинтеграции без механического контакта.

Одна из технологий этого рода предусматривает создание плазмы с помощью электричества или с помощью ядерной энергии. Эта плазма плавит пласт, обеспечивая возможность непрерывного бурения.

Еще одна технология предусматривает использование лазера, луч которого направляют на поверхность горной породы, температура которой повышается, и она начинает крошиться, разрушаться и затем плавиться.

Еще одна технология предусматривает использование высокоскоростных снарядов, которые при ударе выделяют достаточно энергии, чтобы повысить температуру на сотни градусов.

Все эти технологии обеспечивают при бурении пористой и проницаемой горной породы ее плавление, после чего она может быть охлаждена и опущена с образованием твердого долговечного барьера, практически непроницаемого для текучих сред.

После приведенного выше рассмотрения технических деталей далее следует описание конкретных вариантов осуществления предлагаемого изобретения со ссылками на прилагаемые чертежи.

На фиг. 1 представлены графики зависимости объема фильтрата от времени (по горизонтальной оси квадратный корень из времени) для текучих сред разного состава.

На фиг. 2 представлены графики зависимости перепада давления и проницаемости от времени при испытаниях керна на заводнение при химическом закреплении пласта, описанных в примере 1.

На фиг. 3 схематично изображено сечение скважинной структуры, имеющей впускную скважину 10, оснащенную устьевой обсадной колонной 12 для защиты от грунтовых вод. Промежуточный укрепленный участок 14 скважины зацементирован на место, как показано на чертеже. Все эти компоненты и технологии известны в отрасли. От промежуточного укрепленного участка 14 простирается поперечный участок 16, который в рассматриваемом варианте не имеет обсадных труб, а представляет собой уплотненную необсаженную скважину. Пористая структура горной породы, окружающей поперечный участок 16, уплотнена с помощью вещества-уплотнителя, как описывалось выше. Эта уплотненная пористая структура обозначена позицией 18. Уплотненный поперечный участок 16 безотрывно переходит в промежуточный обсаженный участок 14, который далее безотрывно переходит в выпускную скважину 20, оснащенную обсадной колонной 12.

На фиг. 4 проиллюстрирован альтернативный вариант. В этом варианте уплотнение поперечного участка 16 имеет переменный характер, результатом чего является наличие неуплотненной поверхности 22 горной породы. В этом случае, учитывая отсутствие цементирования, в качестве средства защиты использована обсадная колонна 24. Эта обсадная колонна 24, таким образом, предохраняет от неблагоприятного воздействия неуплотненной поверхности горной породы и поддерживает непрерывность контура от впускной скважины 10 до выпускной скважины 20. Это может быть использовано в сочетании с не-

прерывно уплотненными участками. Это зависит от конкретных свойств геологической среды.

Что касается уплотненных областей пористых или трещиноватых пластов, вещество-уплотнитель не сливается в одно целое с поверхностью горной породы, а внедряется в нее, как описывалось выше при рассмотрении примера уплотнения химической обработкой. В целом, примеры, иллюстрируемые фиг. 2 и фиг. 3, относятся к твердым горным породам.

На фиг. 5 проиллюстрирован вариант, в котором скважинная система выполнена в геологической среде с меньшей проницаемостью. В качестве примера такой геологической среды можно назвать глинистый сланец осадочного происхождения или аргиллит. В этом случае пласт может иметь редкие щели, трещины, сколы и т. п., в целом обозначенные позицией 26. Чтобы обеспечить сплошность между впускной скважиной 10 и выпускной скважиной 20, может быть использована химическая футеровка 28, которая, как показано на чертеже, заполняет упомянутые щели, трещины и сколы.

На фиг. 6 проиллюстрирован первый вариант конфигурации скважинной структуры. В этом варианте и впускная скважина 10, и выпускная скважина 20 имеют обычные обсаженные участки 30, соединяющиеся со входами 32 и выходами 34 системы многоканальной системы 36 поперечных соединительных участков. Эта система 36 содержит совокупность поперечных скважин 16, которые в зависимости от обстоятельств могут быть частично обсажены, как показано на фиг. 3 и фиг. 4. В пласте 38 может быть создано любое количество систем 36. На чертеже этот факт условно отражен с помощью обозначения бп по вертикали и по горизонтали, где "п" означает любое число дополнительных скважин в виде системы 36 или в любой другой конфигурации.

Вход 32 и выход 34 соединяются с обсаженными участками 30 с помощью многоканальной соединительной структуры, которая будет детализирована на последующих чертежах.

На фиг. 7 проиллюстрирован один из возможных вариантов осуществления многоканальной соединительной структуры. Вход 32 соединяется с уплотненной многоканальной соединительной структурой 40, от которой как ее продолжение простираются поперечные участки 16. С целью повышения теплоотдачи пласта 38 поперечные скважины 16 расположены на расстоянии друг от друга (см. фиг. 6). поперечные скважины 16 могут быть обсажены, как это описывалось выше со ссылками на фиг. 3, фиг. 4 и фиг. 5. Выход 34 системы 36 снабжен такой же соединительной структурой (не показана).

На фиг. 8 изображена скважинная структура L-образной конфигурации, в целом обозначенная позицией 42. В этом варианте скважина имеет продленный участок 44 с донным концом 46, при этом ствол скважины не обсажен и уплотнен, как в случае ранее рассмотренных вариантов. Внутри скважины простирается изолированная труба 48 для доставки текучей среды. Угол, под которым расположен продленный участок 44 может быть выбран любым.

На фиг. 9 проиллюстрирован вариант с вертикальной ориентацией продленного участка.

На фиг. 10 проиллюстрирована W-образная скважинная структура 50. Поверхность обозначена позицией 52. В этом варианте выход одной скважины становится входом другой. Направление протекания рабочей текучей среды показано стрелками. Схема может быть повторена для дополнительных контуров. В рассматриваемом варианте необсаженные поперечные скважины 16 уплотнены, как описывалось выше со ссылками на предыдущие чертежи, но в зависимости от характера геологической среды могут иметь обсаженные участки, перемежающиеся с просто уплотненными.

На фиг. 11 иллюстрируется еще один вариант многоканальной системы, подобной той, которая была первоначально изображена на фиг. 3. В этом варианте вход и выход находятся в одном устье скважины, а угол, под которым многоканальная система выполнена в пласте, может быть любым. Поперечные скважины 16 сходятся у донного конца 54.

На фиг. 12 на виде сбоку изображена сосредоточенная скважинная структура 56, в которой впускная скважина 10 и выпускная скважина 20 расположены в непосредственной близости. Показан контур протекания текучей среды по поперечным скважинам 16. Как и в ранее рассмотренных вариантах, пористые структуры необсаженных стволов уплотнялись в процессе бурения. Обозначение 12п имеет тот же смысл, что и обозначение бп при описании варианта, иллюстрируемого на фиг. 6.

Еще один вариант проиллюстрирован на фиг. 13, где многоканальная система изображена на виде сверху. Отдельные поперечные скважины 16, расходящиеся от общей впускной скважины 10, простираются в геотермальной зоне геологической среды (на данном чертеже не показана) и, возвращаясь, образуют замкнутые контуры, сходясь у общей выпускной скважины 20. Направление течения текучей среды показано стрелками, при этом в каждом отдельном контуре течение может быть изолировано, или же отдельные контуры могут быть организованы в шлейфовое соединение. Такое решение представляет преимущество, состоящее в том, что на малой площади обеспечивается максимальное извлечение тепла из теплоносной геологической среды.

На фиг. 14 проиллюстрировано решение, предусматривающее множественные скважинные системы при сохранении указанного выше преимущества варианта, проиллюстрированного на фиг. 13 (малая площадь, максимальное извлечение).

На фиг. 15 решение, проиллюстрированное на фиг. 15, представляет собой многоканальную систему 50, скомбинированную со скважинной структурой, представленной на фиг. 13. В этом варианте две отдельных сосредоточенных скважинных структуры 56 могут занимать большую площадь при мини-

мальном вмешательстве в поверхностные структуры с разработкой больших подземных объемов геотермальной зоны. Направление течения текучей среды показано стрелками, в каждом отдельном контуре течение может быть изолировано, или же отдельные контуры могут быть организованы в шлейфовое соединение. Эффективность описываемой здесь технологии уплотнения обеспечивает возможность принимать гибкие решения при реализации подобных гибридных конфигураций. Это, в свою очередь, позволяет добывать геотермическую энергию в широком диапазоне геологических условий, обеспечивая еще одну степень свободы при осуществлении описываемых здесь способов.

На фиг. 16 детально изображено поперечное сечение скважины, а именно, ее поперечного участка 16. В этом варианте теплонесущая геологическая среда 38 является в высокой степени проницаемой. По этой причине вещество-уплотнитель распространяется в пористой структуре породы и в непосредственной близости к поперечному участку 16 скважины области 60 остается непрореагировавшим. Далее за пределами этой области пористая структура 18 уплотнена, как и в вариантах, рассмотренных выше.

На фиг. 17 изображена в поперечном сечении та же скважина, что и на фиг. 16, после того, как ее подвергли действию рабочей текучей среды. Вследствие этого контакта окружающая эту скважину область пласта стала уплотненной, образовав непроницаемую прослойку между внутренним объемом скважины и окружающей горной породой. Этим обеспечивается особое преимущество, так как уплотненный участок 16 скважины окружен областью 60, содержащей запас непрореагировавшего вещества-уплотнителя. В случае повреждения уплотнения скважины вследствие проявления сейсмической или другой опасной активности скважина может сохранить целостность и непроницаемость стенок благодаря самовосстановлению за счет реакции рабочей текучей среды с упомянутым запасом вещества-уплотнителя. Это явно значительное преимущество с точки зрения уменьшения на протяжении времени расходов на эксплуатацию и текущий ремонт, что оправдывает первоначальные капиталовложения, связанные с созданием скважинной структуры.

Что касается горных пород с низкой или средней проницаемостью, таких как гранит, аргиллит или глинистый сланец, то в них поры, щели, трещины, сколы и т.д. могут быть заполнены веществом-уплотнителем по периферии участка 16 скважины с образованием непроницаемой прослойки в один прием без необходимости использования активной рабочей текучей среды и дальнейшей обработки. Таким образом, проницаемость геологической среды не создает никаких проблем в части применимости предлагаемых способов для геотермальной энергетики.

Дополнительным бонусом является то, что предлагаемую технологию можно распространить также на области рекультивации и амелиорации. Одной из основ предлагаемых способов является экологический подход к извлечению геотермической энергии, когда удастся обойтись без гидроразрыва пласта, приводящего к загрязнению среды. Другой основой является использование системы с действительно замкнутым контуром, в отличие от тех систем, которые неверно характеризовались как системы с замкнутым контуром на предшествующем уровне техники.

Предлагаемая технология обеспечивает высокоэффективную процедуру уплотнения с перечисленными выше преимуществами с точки зрения геотермальной энергетики, поэтому было сделано заключение, что эта технология применима к восстановлению работоспособности неэффективных, неиспользуемых или иных бездействующих геотермических скважин. Эти скважины могут не использоваться или бездействовать из-за разных проблем, таких как низкий текущий объем добычи, неэффективные гидроразрывы, рыхлые пласты и связанные с этим проблемы выноса песка, повышенная коррозия от пластовой жидкости, вымывание. Таким образом, в тех случаях когда дооборудование до новой не требующей гидроразрыва геотермальной системы невозможно, вышедший из строя объект бросают, забрав ненужные тут обсадные трубы и другие компоненты. Или, если считают возможным, проводят работы по восстановлению, дорогие и не безвредные для экологии, такие как гидроразрыв пласта, или же перебуривают целые скважины. В свете того, что проницаемость пласта не представляет проблемы, предлагаемая технология уплотнения является привлекательной с точки зрения восстановления работоспособности скважин.

Что касается доработки существующих геотермических скважин, то само наличие этих скважин при применении предлагаемой технологии дает значительное экономическое преимущество, а предлагаемая технология не требует применения жидкости для гидроразрыва пласта, что позволяет избежать наведенной сейсмичности и экологических рисков, и позволяет объект, ранее считавшийся вредным для экологии, сделать экологически чистым источником энергии, с которым можно работать дальше.

Далее со ссылками на последующие чертежи будут рассмотрены другие варианты осуществления предлагаемой технологии.

На схеме, изображенной на фиг. 19, скважинный контур 64 содержит систему с замкнутым контуром, имеющую впускную скважину 10 и выпускную скважину 20, пробуренные в геологической среде, которая может представлять собой, например, геотермическую среду, пласт пород с низкой проницаемостью, осадочный пласт, вулканогенную формацию или подстилающую породу, которую лучше охарактеризовать как кристаллическую горную породу, расположенную под осадочным бассейном (ничего из этого на чертеже не показано).

Скважинный контур 64 и энергетический цикл 66 находятся в термическом контакте через посредство теплообменника 68, который отбирает тепло от рабочей текучей среды, циркулирующей в замкнутом контуре 64, выполненном в геологической среде, для выработки энергии с помощью генератора 70 в энергетическом цикле 66. Температура геологической среды может быть, например, в пределах от 80°C до 150°C.

В рассматриваемом варианте используют две разных рабочих текучих среды. Подробности, касающиеся этих текучих сред, будут рассмотрены ниже. Путем модификации рабочей текучей среды, используемой в скважинном контуре, можно обеспечить работу системы при низких температурах.

В используемых в настоящее время энергоблоках входную температуру рабочей текучей среды энергетического цикла в первичном теплообменнике обычно ограничивают величиной выше 0°C. При понижении температуры этой рабочей текучей среды до величины ниже 0°C обеспечивается возможность повысить перепад давлений в турбине. Однако в известных геотермальных проектах существуют ограничения, обусловленные возможным замерзанием текучей среды и осаждением в ней солей на другой стороне теплообменника.

В предлагаемом изобретении эти ограничения преодолеваются созданием сегрегированной системы энергетического цикла в комбинации со скважинной структурой с замкнутым контуром.

Текучие среды могут быть модифицированы с помощью добавок, не допускающих замерзания при температурах ниже 0°C. В качестве подходящих добавок могут быть названы антинакипины, антикоррозионные агенты, понизители трения, антифризы, криогены, бактерициды, углеводороды, спирты, органические жидкости и комбинации этих добавок.

Существенное преимущество использования в скважинном контуре специально приготовленной рабочей текучей среды в сочетании с сегрегированным энергетическим циклом состоит в том, что она не поддается действию очень низких наружных температур и благодаря этому облегчает использование любого из типичных циклов энергетической установки (включая цикл Ренкина на органическом теплоносителе, цикл Калины, цикл на углеродном носителе, цикл Стерлинга, транскритический цикл на диоксиде углерода) для повышения полезной мощности при использовании со скважинным контуром, как показано на фиг. 19. При таком решении тепло передается от первой рабочей текучей среды ко второй рабочей текучей среде, когда температура последней равна 0°C или ниже.

Вариации решения с сегрегированным контуром проиллюстрированы на фиг. 20 и фиг. 21.

На фиг. 20 изображена сегрегированная система, включающая скважинный контур 12 в термическом контакте с двумя отдельными теплообменниками 18, каждый со своим отдельным генератором 22, находящимися в параллельном соединении. На фиг. 21 изображена аналогичная система с последовательным соединением генераторов.

Интегрированная скважинная энергетическая установка представляет собой систему с замкнутым контуром, в которой выбранная рабочая текучая среда циркулирует в скважинном корпусе, а затем подается на расположенную на поверхности турбину, как это можно видеть на фиг. 22. Эта система в целом обозначена позицией 72. Это система с единой рабочей текучей средой, а не с отдельной рабочей текучей средой для скважинного контура и отдельной рабочей текучей средой для энергетического цикла. Рабочая текучая среда в этом замкнутом контуре может работать в транскритическом цикле, когда текучая среда является сверхкритической при более высоком рабочем давлении, и докритической при более низком рабочем давлении, или же в полностью сверхкритическом цикле, когда текучая среда и при более низком рабочем давлении остается сверхкритической.

Как известно, транскритический цикл - это термодинамический цикл, в котором рабочая текучая среда переходит и через докритическое, и через сверхкритическое состояния. В составе оборудования имеются также охлаждающее устройство, которое в рассматриваемом примере реализовано в виде воздушного теплообменника 74, и турбина 76 с генератором 78. Воздушный теплообменник 74 служит для охлаждения рабочей текучей среды до температуры, превышающей температуру окружающего воздуха на величину от 1 °C до 15°C. Следует заметить также, что рабочую текучую среду можно охлаждать до отрицательных температур по шкале Цельсия. Характеристики текучих сред представлены на фиг. 24.

Приводным механизмом в этом интегрированном цикле является очень сильный циркуляционный теплообмен (термосифонный эффект), который повышается благодаря разнице в плотности между впускной вертикальной скважиной 10 и выпускной вертикальной скважиной 20. Текучая среда, находящаяся во впускной скважине 10 в состоянии сверхкритической жидкости, при прохождении по поперечным скважинам 80 нагревается и выходит в выпускную скважину 20 в сверхкритическом состоянии, что создает значительное давление.

Термосифонный эффект может полностью исключить необходимость использовать в условиях нормальной работы наземный насос, который нужен только при запуске. Преимущество состоит в том, что экономится энергия, которая потребовалась бы для работы этого насоса.

В скважинном контуре используют текучие среды и смеси, разработанные с учетом особенностей ствола скважины, глубины, длины и наружной температуры. В уровне техники обсуждается только использование таких текучих сред, как диоксид углерода или чистые углеводороды. В случае системы с

замкнутым циклом, такой как система по предлагаемому изобретению, первоначальные расходы, связанные со сложностью смесей, используемых в качестве текучей среды, составляют только малую часть общих экономических объемов. Таким образом, можно использовать другие текучие среды, такие как текучая среда, обладающая по меньшей мере одним из свойств, выбранных из следующей группы:

рабочая текучая среда для использования при извлечении тепловой энергии из геотермической скважинной структуры, имеющей впускную скважину, выпускную скважину и соединительную структуру между ними, при этом упомянутая рабочая текучая среда обладает по меньшей мере одним из свойств, выбранных из следующей группы:

а) с целью достижения максимального температурного перепада и максимальной теплопередачи между текучей средой и окружающей теплоносной геологической средой внутри поперечного соединительного канала между впускной скважиной и выпускной скважиной имеет существенно нелинейную зависимость энтальпии от температуры при давлениях выше 10 МПа и температурах ниже 180°C,

б) обладает способностью вступать в обратимую реакцию, чувствительную к изменению давления: эндотермическую при повышенном давлении и экзотермическую при давлении ниже упомянутого повышенного давления,

с) представляет собой смесь, вступающую в упомянутом поперечном соединительном канале в эндотермическую реакцию химической абсорбции,

д) представляет собой водный раствор электролита с растворимостью, зависящей от температуры и давления, обладающий внутри упомянутого поперечного соединительного канала теплопоглощающим действием,

е) является текучей средой на водной основе, содержащей композицию, уменьшающую сопротивление при турбулентном обтекании,

ф) является сверхкритической текучей средой, г) представляет собой смесь этана и аммиака,

h) имеет любую из работоспособных комбинаций свойств, перечисленных в пунктах от а) до д).

Было установлено, что текучие среды, имеющие существенно нелинейную зависимость энтальпии от температуры внутри поперечных соединений скважинного контура, и/или обладающие способностью вступать в обратимую реакцию, чувствительную к изменению давления: эндотермическую при повышенном давлении и экзотермическую при давлении ниже упомянутого повышенного давления, могут значительно повышать выработку энергии. Это объясняется тем, что средний перепад между температурой породы в скважине и температурой циркулирующей текучей среды повышается, вызывая повышение передачи тепла от геологической среды.

В качестве примера текучей среды, которая может быть использована в сегрегированной системе, можно назвать водный осадочно-электролитный раствор, растворимость которого зависит от температуры, при этом в верхней части впускной скважины вода перенасыщена. Взвешенное состояние твердых частиц поддерживается с помощью противонакипной (противофлокулирующей) добавки и турбулентного режима потока (подобно буровому раствору). При протекании по поперечным участкам температура текучей среды повышается, в результате чего повышается также растворимость находящихся во взвешенном состоянии твердых частиц. Этим обеспечивается эндотермический процесс поглощения раствором тепла геологической среды (по сути повышается эффективная теплоемкость текучей среды) при растворении твердых частиц в воде. В теплообменнике с передачей тепла в сегрегированный цикл преобразования тепла в электричество температура падает, в результате чего имеет место экзотермический процесс, при котором твердые частицы выходят из раствора с выделением тепла.

В качестве полезных с точки зрения предлагаемого изобретения текучих сред могут быть названы в качестве примера водные растворы таких веществ, как ацетат аммония, дигидрофосфат аммония, формиат аммония, нитрат аммония, бромид калия, хлорид калия, формиат калия, гидрокарбонат калия, нитрат калия, ацетат натрия, карбонат натрия и мононатрийфосфат.

Используя только одну турбину, проблематично обеспечить эффективность во всем диапазоне параметров окружающей среды. Было установлено, что проблема может быть решена при использовании двух или большего числа соединенных последовательно или параллельно турбин, оптимизированных для разных параметров окружающей среды. Для поддержания высокой эффективности на протяжении всего года в сезон низких температур логическое устройство управления (не показано) автоматически перемещает текучую среду к надлежащей турбине.

Фиг. 25 и фиг. 25 А относятся к шлейфовому соединению 82 скважин. В этом варианте осуществления предлагаемого изобретения каждый локализованный объект 84 содержит нагнетательную скважину 86, соединенную с системой поперечных каналов 88 и продуктивной скважиной 90. Построенная таким образом непрерывная скважинная структура может быть названа U-образной скважинной структурой. Упомянутые поперечные каналы 88 могут быть реализованы как показано на фиг. 3, или же иным образом, как описывалось выше.

Как можно видеть на этих чертежах, каждый локализованный объект 84 обособлен и остроумным и выгодным образом соединен с близлежащими наземными локализованными объектами 84. Расстояние между объектами может составлять, например, от 3500 м до 6000 м. Разумеется, оно может быть разным в зависимости от ситуации.

При работе системы рабочая текучая среда протекает в нагнетательной скважине 86 одного локализованного объекта 84, может проходить, например, через энергетическую установку (не показана) для передачи тепловой энергии, а затем выходящий поток направляется в качестве входного потока в нагнетательную скважину 86 соседнего локализованного объекта 84. Пунктирной линией 92 показана эта простая или шлейфовая передача текучей среды. Извлекается не все тепло, поэтому поток для скважины 86 соседнего локализованного объекта перед нагнетанием в поперечный канал 88 предварительно нагревают. Процесс повторяется на соседнем локализованном объекте 84.

На фиг. 26 проиллюстрирован еще один вариант осуществления предлагаемого изобретения, представляющий собой систему скважин, обеспечивающую мощность от 8000 кВт до 12 000 кВт. В этом варианте отдельные контуры соединены в центральном локализованном объекте 94 для централизации энергетического оборудования (не показано) с целью увеличения выработки энергии и повышения КПД.

На фиг. 27 и фиг. 28 проиллюстрированы системы скважин, обеспечивающие более низкие значения мощности вырабатываемой энергии: от 4000 кВт до 6000 кВт (фиг. 27) и от 2000 кВт до 3000 кВт (фиг. 28).

Одним из значительных преимуществ эксплуатации шлейфовой системы скважин является отсутствие необходимости в приповерхностном обратном трубопроводе. Когда он требуется, как это случается в известных системах со скважинным контуром, капиталовложения превышают 10% от общих проектных основных средств, может возникнуть необходимость договариваться о полосе отчуждения, и в результате имеют место потери тепла при понижении температуры на 3°C и потери давления, что приводит к снижению КПД.

В отличие от этого, при шлейфовом соединении, благодаря передне-заднему соединению скважинных контуров, отпадает потребность в приповерхностном обратном трубопроводе. Кроме того, спаренные контуры работают в качестве обратных трубопроводов друг для друга, так что пара использует рассеиваемое тепло для предварительного нагрева потока, о котором говорилось выше.

В числе других преимуществ можно назвать увеличение выработки энергии без разрушения поверхности (то есть без воздействия на окружающую среду), так как все находится в геологической среде, под поверхностью, и расстояние между локализованными объектами 84 сокращено. И если благодаря повышенной температуре предварительно нагретого подаваемого потока можно использовать более короткий поперечный канал 88, то в той же мере сокращаются и расходы.

В рассмотренных выше вариантах осуществления предлагаемого изобретения стволы скважин уплотнены в процессе бурения по описанной выше технологии. Должно быть понятно, что в системе с шлейфовым соединением объектов могут быть использованы комбинации скважин любых конфигураций. Кроме того, для создания стволов скважин в системе с шлейфовым соединением объектов, как и в системах любых других конфигураций, проиллюстрированных на прилагаемых чертежах, могут применяться комбинации любых технологий внедрения в горные породы. На некоторых чертежах использованы обозначения, состоящие из номера чертежа с приставленной к нему буквой "n". Например, на фиг. 6 есть зона, несущая обозначение "6n". Это значит, что к изображенной скважине может быть добавлено любое (то есть n-ное) количество дополнительных скважин, расположенных одна над другой, или одна рядом с другой, или обоими этими способами относительно явно изображенной скважины. При этом дополнительные скважины могут быть как того же, так и другого типа.

Как указано в рассмотренных выше примерах, предлагаемое изобретение основывается на возможности использования теплоносущей геологической среды независимо от ее проницаемости и создания в ней эффективных скважинных структур для обеспечения максимальной теплопередачи. В сочетании с высокоэффективными рабочими текучими средами это дает замечательный результат.

Циркуляция текучей среды в скважинных структурах может осуществляться по любым схемам и в любых направлениях, обеспечивающих эффективность. Это частично зависит от природы геологической среды, что должно быть понятно специалистам.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ создания скважинной структуры с замкнутым контуром в геологической среде, пригодной для извлечения геотермической энергии, при котором

в процессе бурения создают между скважинной структурой и геологической средой прослойку, простирающуюся, по меньшей мере, между впускной скважиной и выпускной скважиной упомянутого контура, для чего вызывают необратимое нарушение проницаемости скважинной структуры, используя вещество-уплотнитель, циркулирующее в скважинной системе через бурильную колонну, расположенную в скважинной системе, при этом упомянутое вещество-уплотнитель способно вступать в химические реакции с окружающей горной породой с разрушением последней и образованием прослойки, причем упомянутая прослойка является непроницаемой для текучих сред и имеет теплопроводность не ниже теплопроводности окружающей горной породы, и

пропускают рабочую текучую среду для извлечения геотермального тепла через скважинную структуру таким образом, чтобы рабочая текучая среда для извлечения геотермального тепла поглощала

тепло геологической среды путем теплопередачи за счет теплопроводности через образованную прослойку, пока по меньшей мере часть скважинной структуры не обсажена, при этом поддерживают непроницаемость прослойки для текущих сред.

2. Способ по п.1, в котором упомянутое вещество-уплотнитель, циркулирующее в скважинной системе через бурильную колонну, включает использование бурового раствора на основе силиката щелочи.

3. Способ по п.2, в котором буровой раствор на основе силиката щелочи содержит по меньшей мере одно из следующего: калий, натрий, алюмосиликат натрия.

4. Способ по п.2, в котором буровой раствор содержит силикат щелочного металла от 0,3 до 9 мас.% в воде.

5. Способ по п.4, в котором буровой раствор содержит силикат щелочного металла от 3 до 6 мас.% в воде.

6. Способ по п.4, в котором буровой раствор имеет pH не ниже 10,5.

7. Способ по любому из пп.1-6, дополнительно содержащий стадию повышения уплотнительной способности и механической целостности, связанной с прослойкой, полученной при последующей операции химического воздействия, при этом последующая операция химического воздействия заключается в обработке упомянутой прослойки алюмосиликатом натрия.

8. Способ по п.7, в котором последующая операция химического воздействия включает обработку прослойки по меньшей мере одним из группы: рассол хлорида кальция, кислоты, диоксид углерода (CO₂), поверхностно-активные вещества, сложные эфиры.

9. Способ по п.7, в котором упомянутая операция химического воздействия включает обработку полученной прослойки соединением, способным химически связываться с упомянутой образованной прослойкой.

10. Способ по п.9, в котором упомянутое соединение содержит эксфолированную летучую золу.

11. Способ по п.9, в котором упомянутое соединение содержит по меньшей мере одно из следующей группы веществ: поверхностно-активированный графен, оксид графена, угольные волокна и их смеси.

12. Способ п.1, который дополнительно включает циркуляцию в скважинной структуре рабочей текучей среды, содержащей добавку, способствующую поддержанию прослойки, для поддержания непроницаемости в процессе эксплуатации скважинной структуры.

13. Способ по п.12, в котором дополнительно поддерживают давление рабочей текучей среды в скважинной структуре на уровне, достаточном для поддержания целостности скважинной структуры при необходимости.

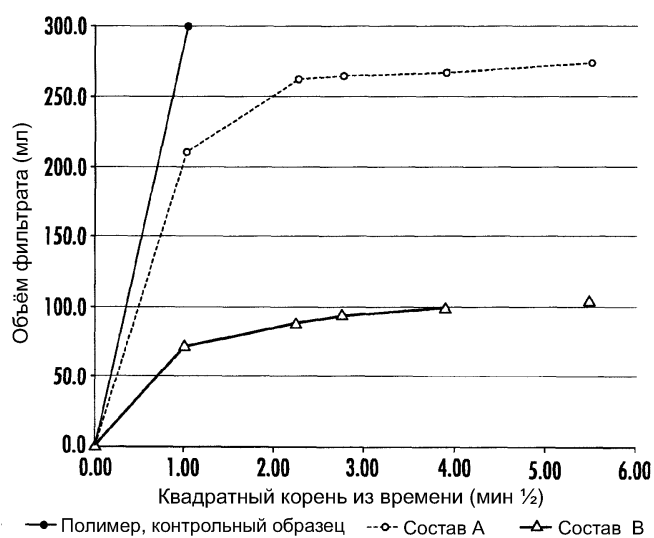
14. Способ по п.12, в котором упомянутая рабочая текучая среда включает нелинейную зависимость энтальпии от температуры при давлениях выше 10 МПа и температурах ниже 180°C с целью достижения максимального температурного перепада и максимальной теплопередачи между текучей средой и окружающей геологической средой.

15. Способ по п.7, в котором дополнительно осуществляют циркуляцию в скважинной структуре рабочей текучей среды, содержащей добавку, способствующую поддержанию прослойки, для поддержания непроницаемости в процессе эксплуатации скважинной структуры.

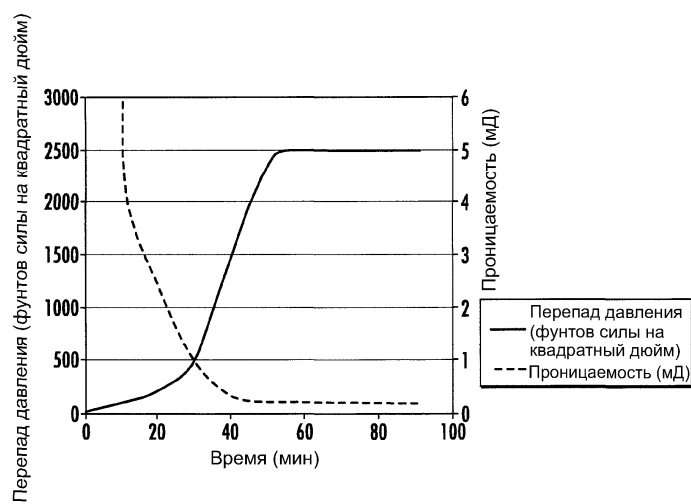
16. Способ по п.15, в котором используют упомянутую добавку для поддержания прослойки, обеспечивающую самовосстановление поврежденных в отношении проницаемости областей прослойки.

17. Способ по п.12, в котором используют упомянутую добавку для поддержания прослойки, обеспечивающую самовосстановление поврежденных в отношении проницаемости областей прослойки.

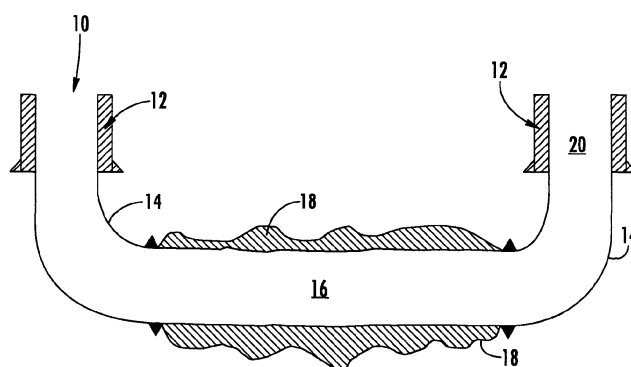
18. Способ по п.12, в котором используют упомянутую добавку для поддержания прослойки, обеспечивающую осаждение непрореагировавшего силиката щелочного металла, оставшегося после бурения.



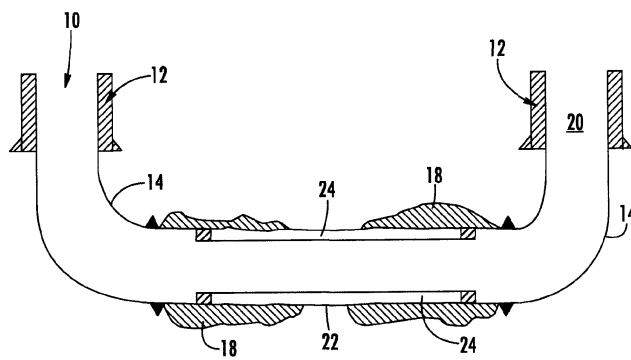
Фиг. 1



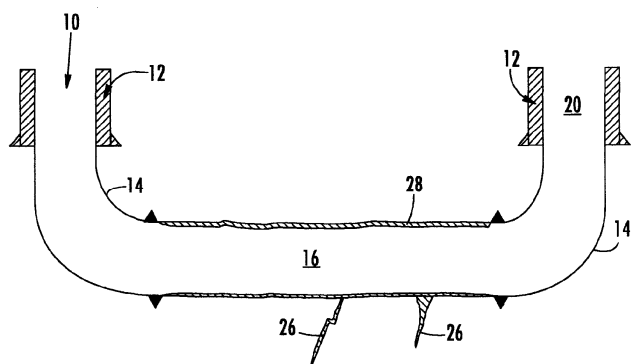
Фиг. 2



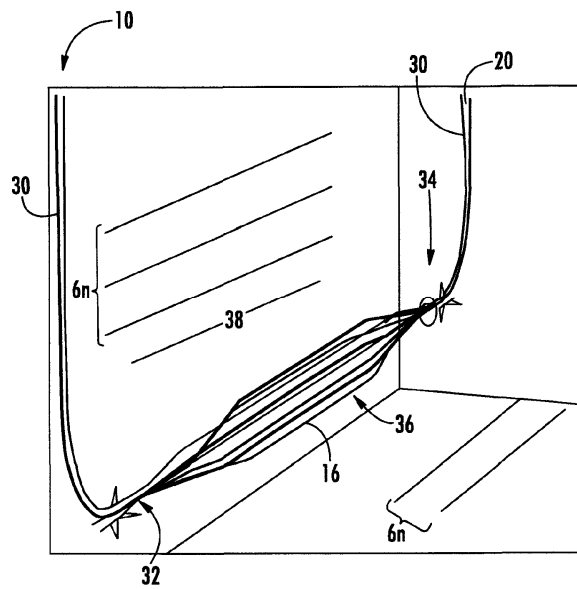
Фиг. 3



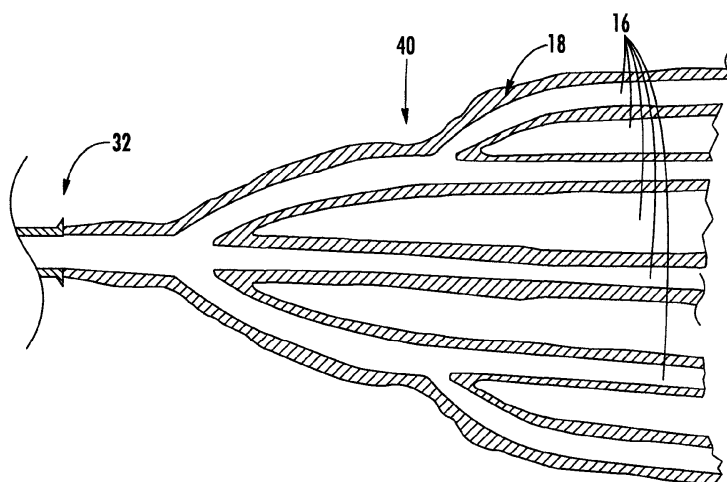
Фиг. 4



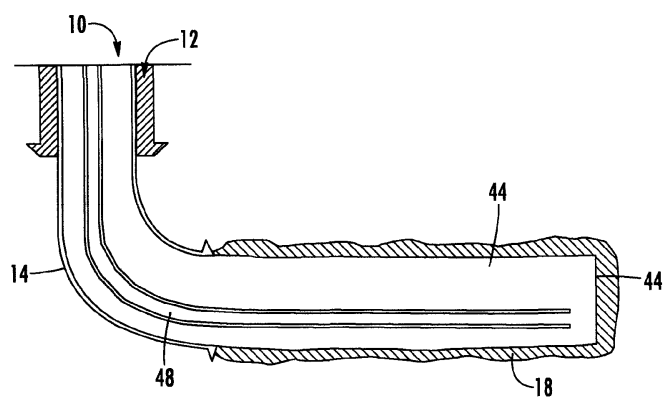
Фиг. 5



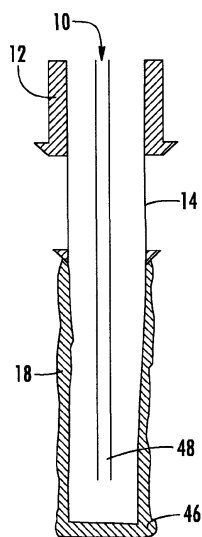
Фиг. 6



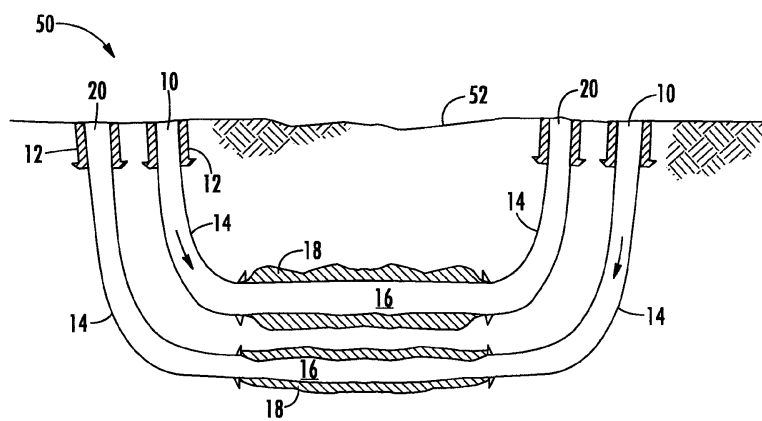
Фиг. 7



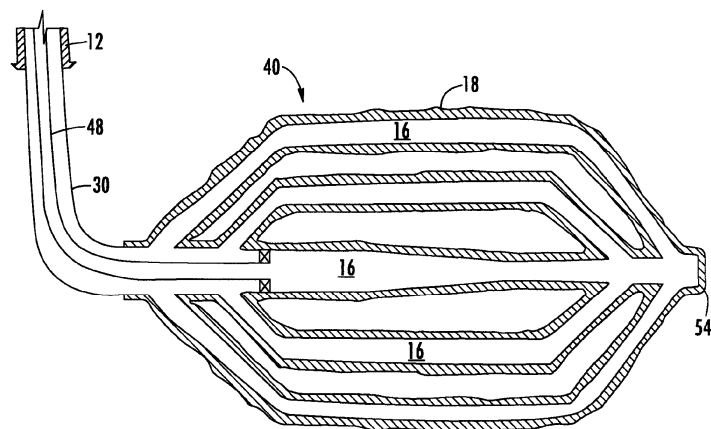
Фиг. 8



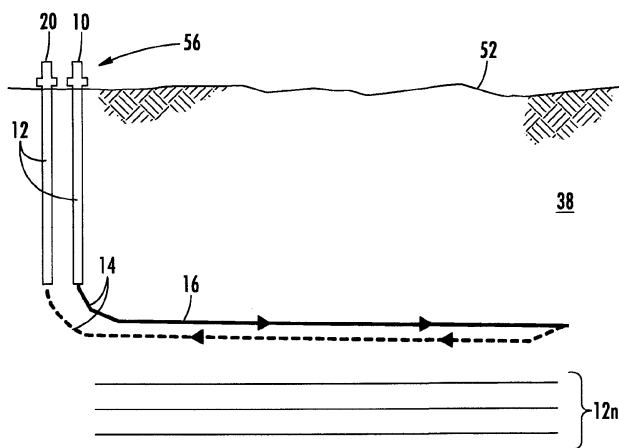
Фиг. 9



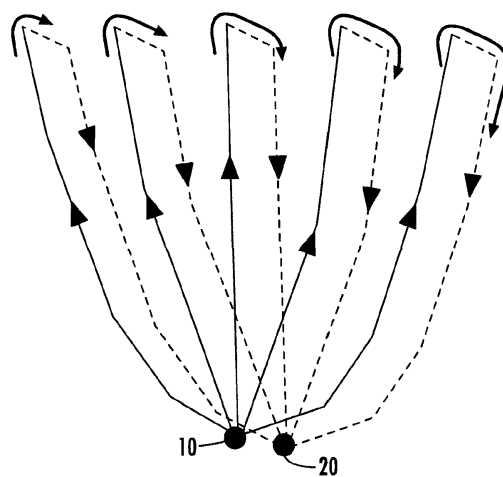
Фиг. 10



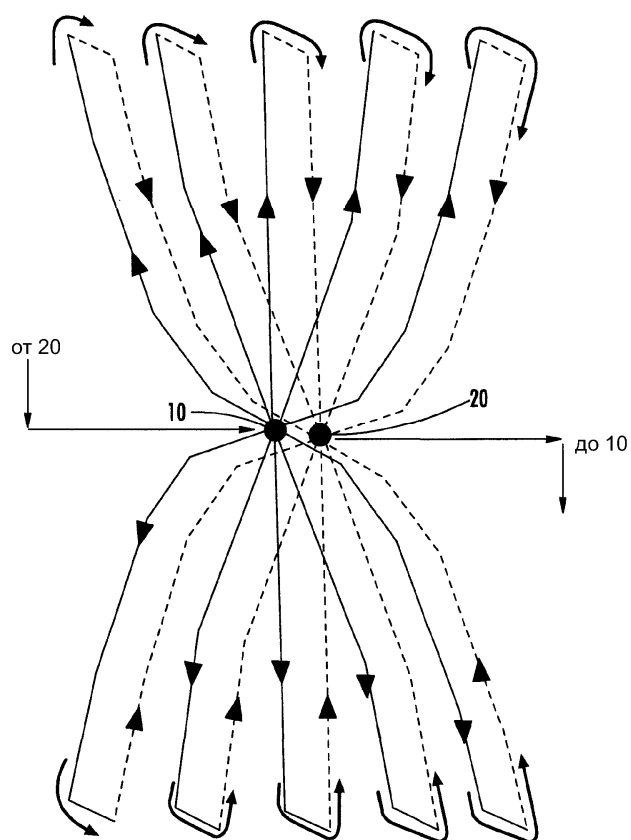
Фиг. 11



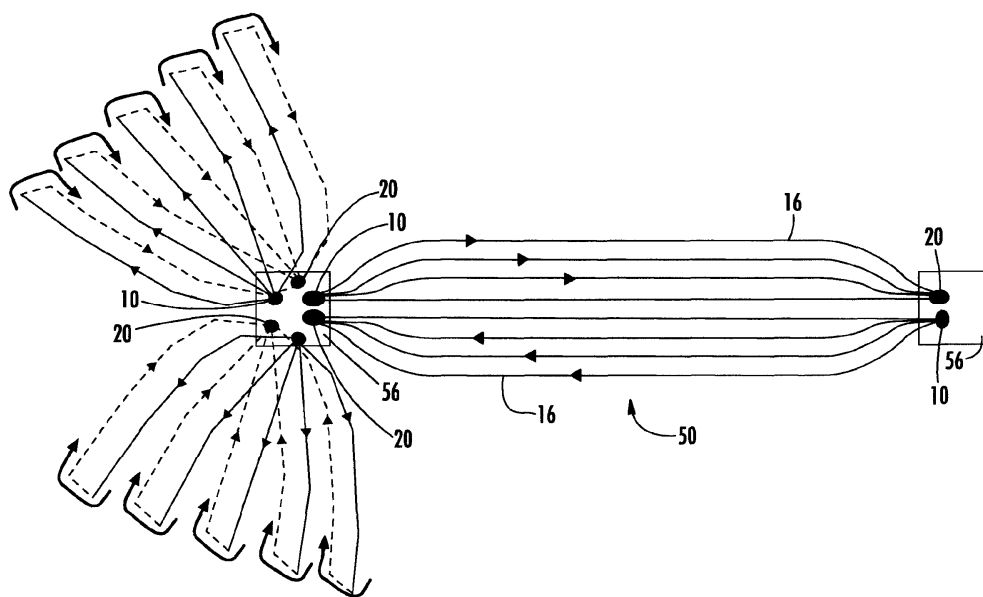
Фиг. 12



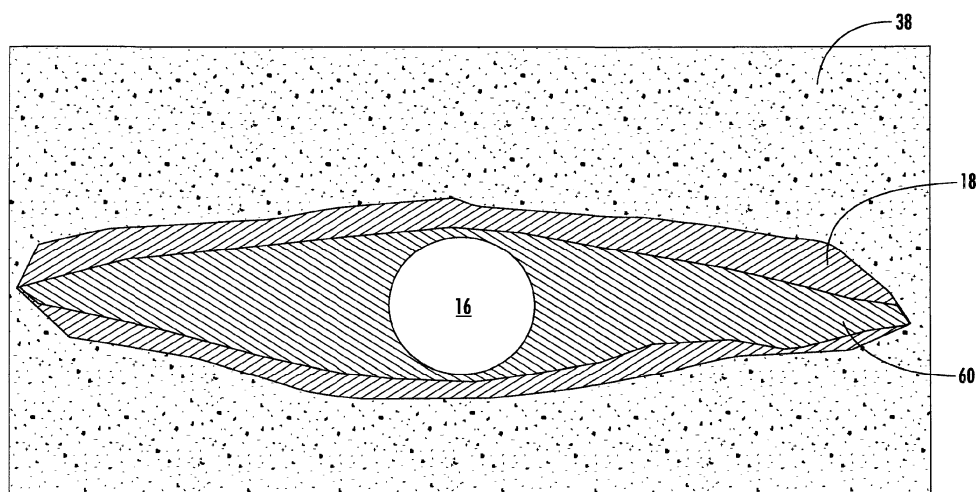
Фиг. 13



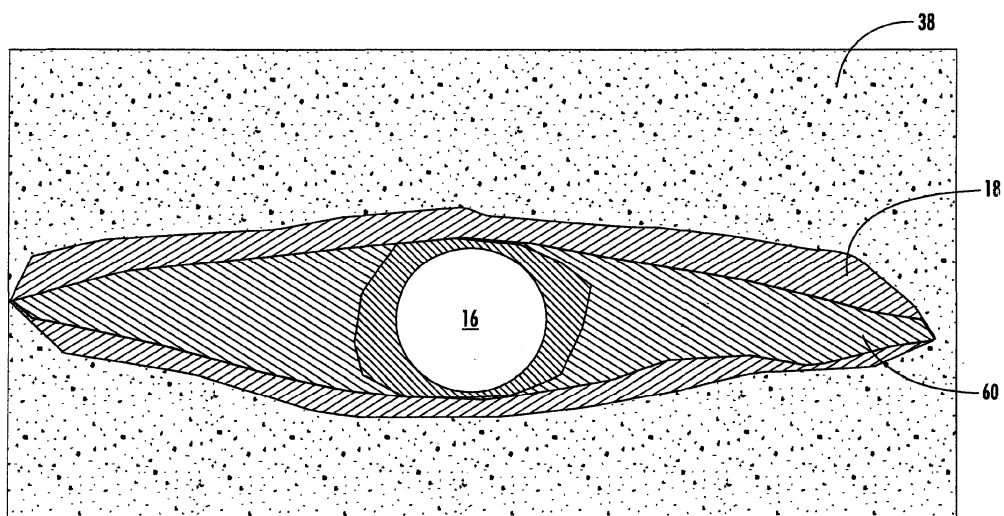
Фиг. 14



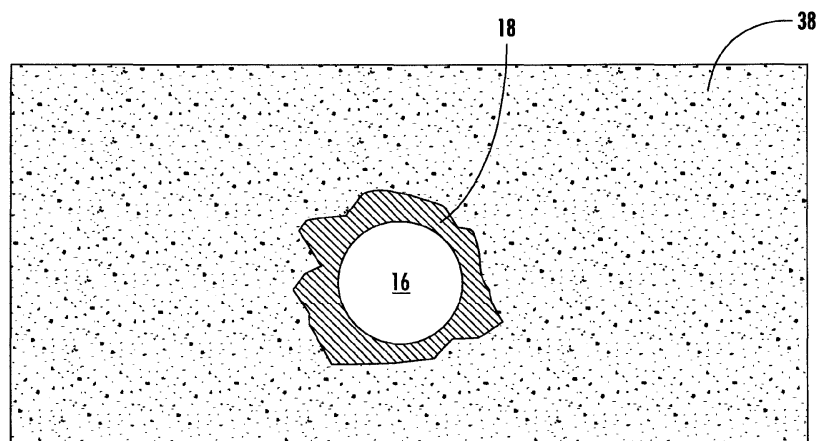
Фиг. 15



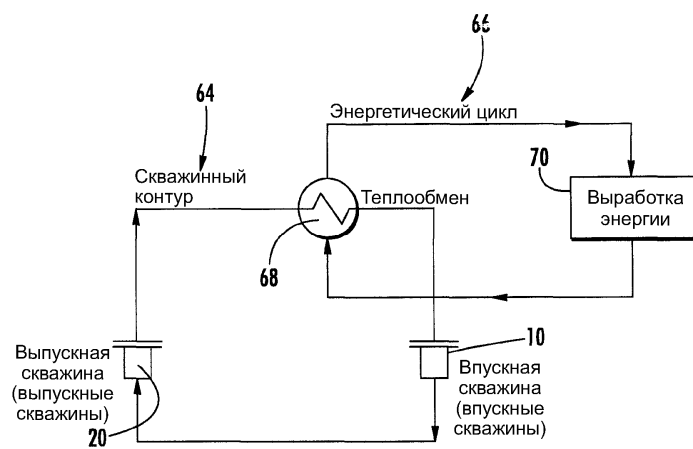
Фиг. 16



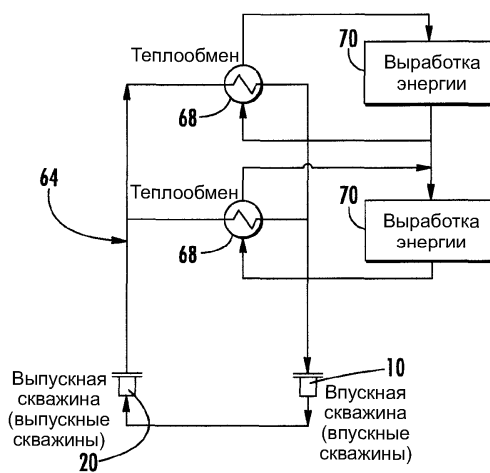
Фиг. 17



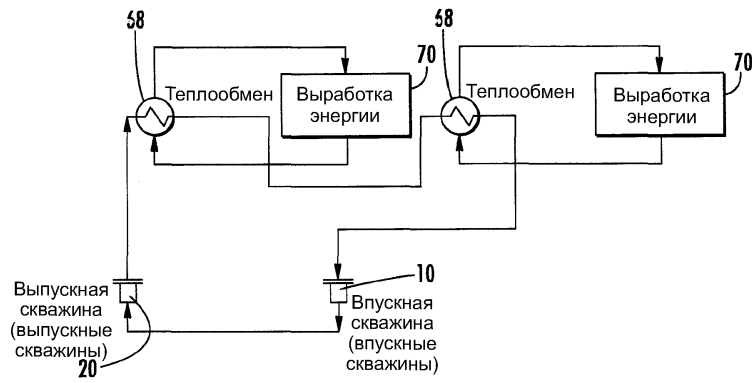
Фиг. 18



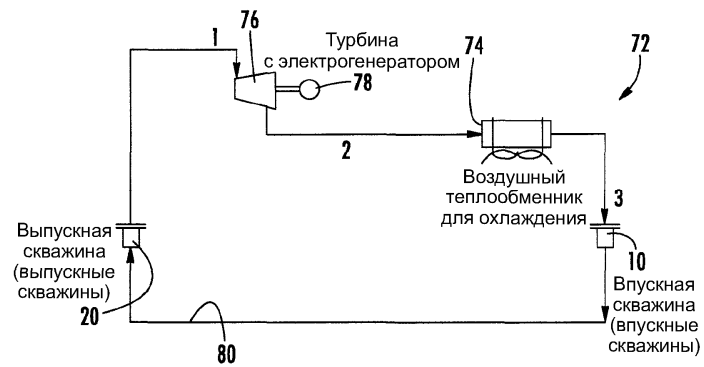
Фиг. 19



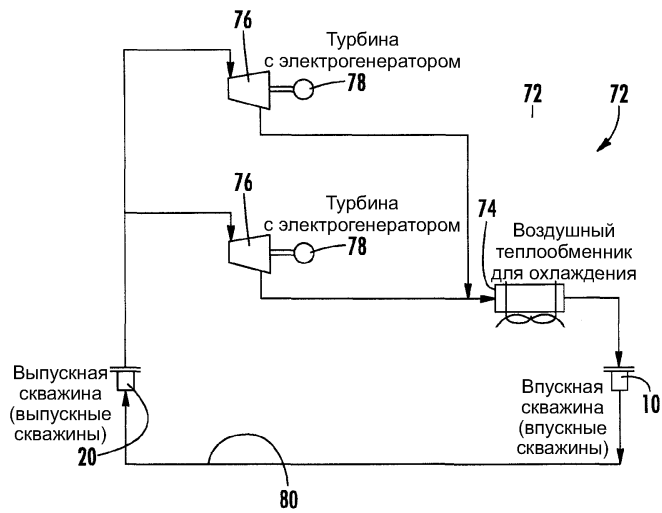
Фиг. 20



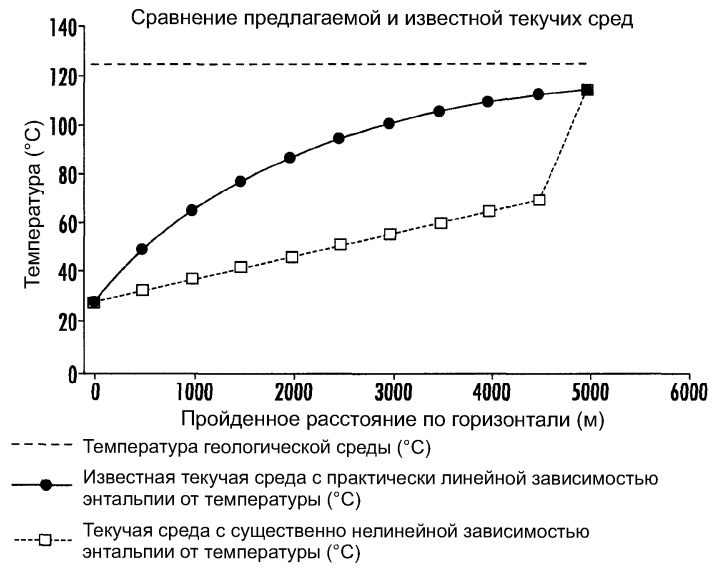
Фиг. 21



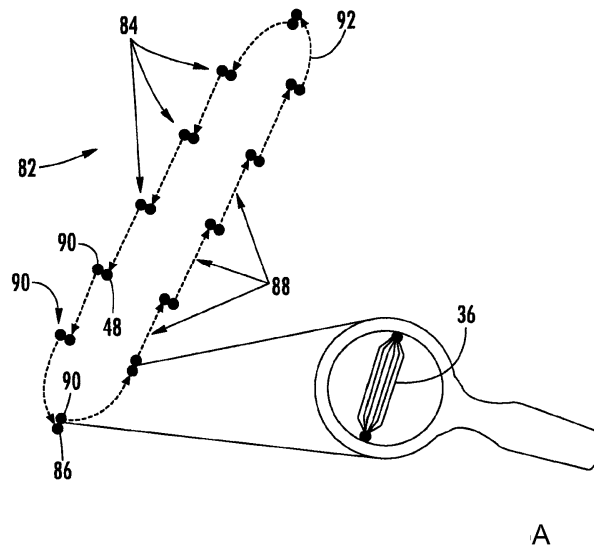
Фиг. 22



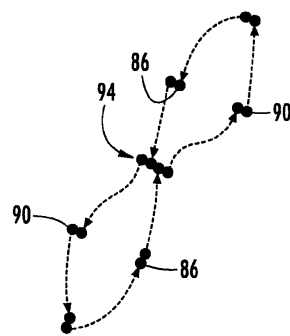
Фиг. 23



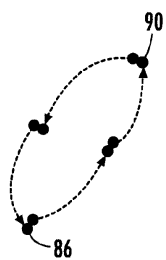
Фиг. 24



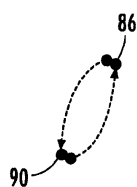
Фиг. 25



Фиг. 26



Фиг. 27



Фиг. 28

