

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202292154** (13) **A1**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки  
**2022.11.09**

(51) Int. Cl. **C02F 5/08** (2006.01)  
**C02F 5/10** (2006.01)

(22) Дата подачи заявки  
**2021.01.21**

**(54) СТИМУЛЯЦИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН И УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ КРЕМНЕЗЕМА**

(31) **16/747,604**

(32) **2020.01.21**

(33) **US**

(86) **PCT/US2021/014280**

(87) **WO 2021/150657 2021.07.29**

(71) Заявитель:  
**СОЛЕНИС ТЕКНОЛОДЖИЗ  
КЕЙМЭН, Л.П. (KY)**

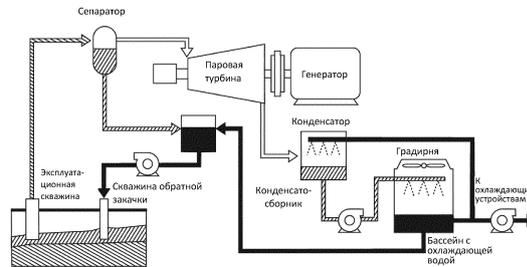
(72) Изобретатель:

**Маллер Логан, Хьюсон Пол, Линч  
Мария Нидия, Блюмле Майкл, Слейп  
Питер, Кэри Уильям С. (US)**

(74) Представитель:

**Веселицкий М.Б., Кузенкова Н.В.,  
Каксис Р.А., Белоусов Ю.В., Куликов  
А.В., Кузнецова Е.В., Соколов Р.А.,  
Кузнецова Т.В. (RU)**

(57) Описан способ ингибирования образования накипи или удаления образовавшейся накипи в канале, в котором проходит поток текучей среды, содержащей минерализованную воду, включающий поочередную обработку текучей среды в канале кислотной композицией и щелочной композицией, причем обработка выполняется без остановки потока текучей среды в канале.



**202292154**

**A1**

**A1**

**202292154**

## СТИМУЛЯЦИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН И УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ КРЕМНЕЗЕМА

5

### Перекрестные ссылки на родственные заявки

Настоящая заявка притязает на приоритет заявки US 16/747604, зарегистрированной 20 января 2020 г.

### Уровень техники

10

В процессе работы геотермальной установки компоненты пара подвергаются циклическим и/или температурным изменениям, которые приводят к перенасыщению различного типа и образованию отложений. Например, эксплуатационная скважина и линии обратной закачки известны в данном процессе как области, в которых наблюдается образование осадков.

15

Отложения в этих линиях могут простираться от обсадной колонны скважины на расстояние, измеряемое сантиметрами и метрами. Отложения могут привести к снижению производительности установки. Например, типичными отложениями в линиях обратной закачки являются скопления минералов на основе кремнезема. Отложения снижают скорость потока при обратной закачке, что в конечном итоге обуславливает необходимость дросселирования потока из эксплуатационной скважины и приводит к снижению выработки энергии на установке. Обеспечение отсутствия отложений в системе для достижения максимальной производительности является одной из основных статей расходов операторов геотермальных установок.

20

25

Другой проблемой является обеспечение максимальной продуктивности пласта, вскрытого скважиной, с течением времени. Были описаны различные механические и химические методы для стимулирования или поддержания выхода пара; к ним относятся гидравлический разрыв (или гидроразрыв) пласта, кислотная обработка материнской породы и обработка хелатирующими агентами.

30

Традиционные технические решения для поддержания чистоты линий обратной закачки и/или стимуляции пласта, вскрытого скважиной, включают механические средства, в том числе использование буровых установок, ударных инструментов и обрабатывающих долот, которые спускают в скважину. Другие

включают закачку в скважину HF или глиноукислоты (HCl и HF). Этот метод требует временного вывода скважины из эксплуатации и представляет собой очень опасный процесс из-за интенсивности действия HF. А гидроразрыв пласта включает в себя использование взрывчатых веществ или воды под высоким давлением. Эти методы позволяют стимулировать способность пласта принимать текучую среду, но требуют вывода скважины из эксплуатации.

Эрхарт (Earhart) и др. описали в патенте US 4713119 способ удаления, в частности, накипи из алюмосиликатов щелочных металлов с поверхности химического технологического оборудования путем попеременной промывки кислотой и основанием. Способ Эрхарта, однако, предусматривает непосредственный контакт накипи с кислотой и основанием и слив накипи между промывками. И он все равно требует остановки технологического оборудования на период обработки. Существует постоянная потребность в способах, позволяющих поддерживать оборудование, такое как геотермальная установка, в свободном от накипи состоянии без потери ценного производственного времени и выходной мощности.

#### Сущность изобретения

Способ ингибирования образования накипи или удаления образовавшейся накипи в канале (трубопроводе), в котором проходит поток текучей среды, содержащей минерализованную воду, включает поочередную обработку текучей среды в канале кислотной композицией и щелочной композицией, причем обработка выполняется без остановки потока текучей среды в канале. В общем случае способ включает в себя закачку кислотной композиции и щелочной композиции в канал спереди по потоку от места, где требуется удалить накипь или ингибировать ее отложение. Как правило, образовавшаяся накипь преимущественно содержит аморфную накипь на основе кремнезема, накипь на основе алюмосиликата щелочного металла или накипь на основе алюмосиликата щелочноземельного металла, а кислотная композиция и щелочная композиция не вступают в непосредственный контакт с накипью, а разбавляются текучей средой, проходящей по каналу. В различных вариантах осуществления изобретения текучая среда сначала обрабатывается кислотной композицией, а в некоторых вариантах – щелочной композицией. Кислотная и щелочная композиции могут подаваться непрерывно или добавляться порциями во время

соответствующих этапов обработки. Щелочная композиция содержит щелочь и хелатирующий агент и, в ряде случаев, дополнительно содержит поверхностно-активное вещество.

5       Способ эксплуатации геотермальной установки включает поочередную закачку кислотной композиции и щелочной композиции в месте, где наблюдается образование накипи, например в линию эксплуатационной скважины или в линию обратной закачки установки, причем операции закачки осуществляются без остановки работы геотермальной установки.

10       Образовавшаяся накипь содержит преимущественно аморфную накипь на основе кремнезема, алюмосиликат щелочного металла или алюмосиликат щелочноземельного металла. Кислотная и щелочная композиции не вступают в непосредственный контакт с накипью, а разбавляются текучей средой, проходящей по каналу.

15       Неограничивающий пример геотермальной установки для использования в способе включает в себя эксплуатационную скважину, линию эксплуатационной скважины, ведущую от скважины к сепаратору, паровую турбину, работающую на паре из сепаратора, скважину обратной закачки и обратную линию для подачи воды из сепаратора в скважину обратной закачки, а также включает в себя один или более инжекторов, расположенных в обратной линии, в линии  
20       эксплуатационной скважины или в обеих этих линиях, причем один или более инжекторов выполнены с возможностью подачи кислотной композиции и щелочной композиции в обратную линию, в линию эксплуатационной скважины или в обе эти линии из резервуара или из резервуаров, соединенного(-ых) с одним или более инжекторами.

25       Главным отличием данной технологии является то, что процесс обработки может осуществляться в рабочем режиме, то есть обрабатываемую скважину не нужно выводить из эксплуатации. Кроме того, средства, применяемые для обработки, можно поочередно добавлять в непрерывный поток повторно  
30       закачиваемой технологической воды, то есть для эффективной обработки нет необходимости в контакте промывочных растворов с отложениями.

#### Подробное описание изобретения

Приведенное ниже подробное описание представляет по своей сути лишь пример и не предназначено для ограничения настоящего изобретения или его

применения и использования. Кроме того, у авторов изобретения нет намерения связать себя какой-либо теорией, представленной в приведенном выше описании уровня техники или в нижеследующем подробном описании.

#### *Кислотные композиции*

5 Кислотная композиция, используемая в соответствии с настоящим изобретением, представляет собой водный раствор с достаточно низким рН, чтобы закачивание этой кислотной композиции в канал с проходящим по нему потоком минерализованной воды понижало рН текущей воды до значения ниже 7, создавая подходящие условия для частичного растворения накипи на основе 10 алюмосиликата, образовавшейся на внутренних стенках канала. На снижение рН текущей воды в канале влияет также количество кислотной композиции, подаваемой в канал на этапе обработки, и скорость ее добавления по сравнению со скоростью движения потока воды.

Таким образом, кислотная обработка обеспечивает в канале среду с низким 15 рН, например ниже рН 7. В различных вариантах осуществления изобретения рН корректируется кислотной обработкой до значения менее 6, менее 5, менее 4, менее 3, менее 2 или менее 1. В альтернативном варианте эффект кислотной обработки может проявляться в том, что она снижает рН текущей воды в канале по меньшей мере на 1 единицу, по меньшей мере на 2 единицы, по меньшей мере 20 на 3 единицы, по меньшей мере на 4 единицы, по меньшей мере на 5 единиц или по меньшей мере на 6 единиц.

Кислоты, пригодные для использования в обработке, включают, без 25 ограничений, серную кислоту, соляную кислоту, азотную кислоту, уксусную кислоту, муравьиную кислоту и сульфаминовую кислоту. В различных вариантах осуществления изобретения используются серная и соляная кислоты. Также можно использовать смеси кислот. Ни в одном из вариантов осуществления изобретения не используется более опасная фтористоводородная кислота, применяемая в способах, соответствующих уровню техники. 30 Подходящая концентрация кислоты находится в диапазоне от приблизительно 0,1 моль/л до приблизительно 6 моль/л.

#### *Щелочные композиции*

Щелочная композиция, пригодная для использования в щелочной обработке трубы/канала, содержит щелочь и, предпочтительно, хелатирующий агент.

Поверхностно-активное вещество является компонентом щелочной композиции, используемым по выбору. Щелочная композиция может быть составлена в виде продукта, представляющего собой смесь компонентов, или эти компоненты могут быть раздельно и одновременно поданы в систему.

5 Щелочная композиция, используемая в соответствии с настоящим изобретением, представляет собой водный раствор, имеющий достаточно высокий рН, чтобы закачивание этой щелочной композиции в канал с проходящим по нему потоком воды повышало рН последней до значения выше 7, создавая подходящие условия для частичного растворения накипи на основе  
10 алюмосиликата, образовавшейся на внутренних стенках канала. На степень повышения рН текущей воды в канале в результате щелочной обработки влияет также количество щелочной композиции, подаваемой в канал на этапе обработки, и скорость ее добавления по сравнению со скоростью движения потока минерализованной воды.

15 Щелочная обработка обеспечивает в канале среду с высоким рН, например выше 7. В различных вариантах осуществления изобретения рН корректируется щелочной обработкой до значения более 8, более 9, более 10, более 11, более 12 или более 13. В альтернативном варианте эффект щелочной обработки может  
20 проявляться в том, что она повышает рН текущей воды в канале по меньшей мере на 1 единицу, по меньшей мере на 2 единицы, по меньшей мере на 3 единицы, по меньшей мере на 4 единицы, по меньшей мере на 5 единиц или по меньшей мере на 6 единиц.

Неограничивающие примеры щелочи включают гидроксид натрия, гидроксид калия и карбонат натрия. Предпочтительным является сильное  
25 основание, такое как гидроксид щелочного металла. В неограничивающем примере щелочь используется в виде раствора с концентрацией в диапазоне от приблизительно 0,1 моль/л до приблизительно 6 моль/л.

#### *Хелатирующий агент*

30 Действие хелатирующего агента заключается в солубилизации преимущественно ионов кальция или магния и предотвращении выпадения их в осадок, что может создавать помехи щелочной обработке алюмосиликатной накипи в канале. Хелатирующий агент в качестве компонента щелочной композиции содержит функциональные группы, которые могут образовывать

устойчивые комплексы с двухвалентными ионами, такими как  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , и препятствовать их попаданию в раствор. Подобное хелатирование кальция и магния может осуществляться широким спектром функциональных групп. В число обычно используемых хелатирующих агентов входят агенты, содержащие ряд карбоксильных групп, и агенты, содержащие ряд групп фосфоновой кислоты. При основном уровне рН щелочной композиции карбоксильные группы и группы фосфоновой кислоты присутствуют в форме соли (соответственно карбоксилата и фосфоната), противоион которой соответствует щелочному металлу, присутствующему в щелочи. Таким противоионом обычно является  $\text{Na}^+$  или  $\text{K}^+$ .

Неограничивающие примеры хелатирующих агентов включают следующие свободные кислоты, а также их натриевые и калиевые соли: 1) органические кислоты, такие как глюконовая и лимонная, 2) производные аминотетракарбоновой кислоты, такие как этилендиаминтетрауксусная кислота (EDTA), диэтилентриаминпентауксусная кислота (DTPA) и N-(2-гидроксиэтил)этилендиаминтетрауксусная кислота (HEDTA), другие поликарбоксилаты, такие как глутаминовая кислота, N,N-диуксусная кислота (GLDA) и нитрилотриуксусная кислота (NTA), производные аминотетракарбоновой кислоты, такие как аминотрис(метиленфосфоновая кислота) (ATMP), диэтилентриаминпента(метиленфосфоновая кислота) (DTPMPA) и бис(гексаметилентриамин) пента(метиленфосфоновая кислота) (BHTPMP). В некоторых вариантах осуществления изобретения предпочтительно используется глюконовая кислота.

В различных вариантах осуществления изобретения в дополнение к кислотной и щелочной обработке, описанной в настоящем документе, накипь может быть приведена в требуемое состояние перед этой обработкой путем дозированного ввода хелатирующего агента в течение периода времени, достаточного для удаления этой накипи посредством последующей кислотной и щелочной обработки.

### 30 *Поверхностно-активные вещества*

Компонент композиции, являющийся поверхностно-активным веществом, представляет собой поверхностно-активное вещество с низким пенообразованием, которое сохраняет эффективность в щелочной среде.

Поверхностно-активный компонент щелочного очищающего средства может быть выбран (в случае его использования) из неионных поверхностно-активных веществ, амфотерных поверхностно-активных веществ и анионных поверхностно-активных веществ, а также их смесей друг с другом и их смесей с 5 неионными поверхностно-активными веществами. Алкилдифенилоксид-дисульфонаты являются одним из примеров подходящего анионного поверхностно-активного вещества, а амфотерные поверхностно-активные вещества представлены алкилэфир-гидроксипропил-сультаинами. Последние более подробно описаны в патенте US 4891159, Надольски (Nadolsky), 10 включенном в настоящее описание посредством ссылки. Примеры неионных поверхностно-активных веществ в таких смесях включают алкоксилаты линейных или разветвленных спиртов.

Массовые диапазоны для щелочи, хелатирующего агента и используемой по выбору смеси поверхностно-активных веществ в щелочной композиции 15 приведены в таблице.

	Масс. %	Наиболее предпочтительно, масс. %
Щелочь	1,0-40,0	2,0-30,0
Хелатирующий агент	0,5-30,0	1,0-20,0
Поверхностно-активное вещество	0,0-20,0	0,5-10,0

В щелочную композицию могут быть добавлены другие вспомогательные химические вещества, например соединения, препятствующие образованию 20 накипи и/или коррозии и известные специалистам в данной области.

#### *Алюмосиликатная накипь*

Анализ накипи из типичной геотермальной установки показывает, что преобладающим в количественном отношении содержанием этой накипи являются кремнезем (в виде  $\text{SiO}_2$ ) и глинозем (в виде  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), причем кремнезема больше, чем глинозема. Хотя изобретение не ограничено теорией или способом 25 действия, замечено, что обработка кислотной композицией ("кислотная промывка") имеет тенденцию к растворению глиноземного компонента накипи, что повышает количество алюминия, обнаруживаемого в текучей среде, проходящей через канал. А "щелочная промывка" имеет тенденцию к растворению кремнеземного компонента накипи, следствием чего является

регистрация более высокого уровня кремния в текучей среде на этапе щелочной обработки. Таким образом, чередование кислотной и щелочной обработки способствует растворению и удалению накипи, образовавшейся в различных частях геотермальной установки, таких как выкидные линии и линии обратной закачки. Это явление проиллюстрировано ниже в Примерах.

#### *Геотермальные установки*

Общая схема одного из типов геотермальной установки показана на фиг. 1. Здесь из эксплуатационной скважины поступает минерализованная вода (в виде пара или сочетания нагретой воды и пара), которая по выкидной линии подается в сепаратор. В сепараторе давление снижается, в результате чего перегретая вода из подземного коллектора, находящегося под избыточным давлением, превращается в пар. Пар отводится для вращения паровой турбины, а образовавшаяся вода из сепаратора и из расположенных далее по потоку резервуаров для охлаждения и конденсаторов направляется по линиям обратной закачки в скважину обратной закачки. Вода в линиях обратной закачки содержит минералы, полученные из подземных пластов, следствием чего является образование накипи на стенках каналов в установке. Замечено, что больше всего накипи образуется в выкидной линии и в линии обратной закачки.

Другая геотермальная установка называется бинарной геотермальной установкой. В данном случае горячая вода добывается посредством эксплуатационной скважины и подается через ее выкидную линию в теплообменник, где тепло воды используется для испарения текучей среды, которая вращает турбину для выработки электроэнергии. Пар возвращается через конденсатор в теплообменник, а охлажденная вода закачивается обратно в пласт через скважину обратной закачки, которая включает линию обратной закачки. В различных вариантах осуществления изобретения геотермальные установки содержат линии эксплуатационных скважин и линии скважин обратной закачки, в которых имеет место тенденция к образованию накипи как описано выше. Эта накипь может быть полностью или частично удалена с помощью способов, представленных в настоящем описании.

В одном неограничивающем варианте осуществления изобретения геотермальная установка включает в себя эксплуатационную скважину, линию эксплуатационной скважины, ведущую от скважины к сепаратору, паровую

турбину, работающую на паре из сепаратора, скважину обратной закачки и обратную линию для возврата воды из сепаратора в скважину обратной закачки. Для осуществления процесса очистки установка содержит один или более инжекторов, расположенных в обратной линии, в линии эксплуатационной скважины или в обеих этих линиях. Эти инжекторы выполнены с возможностью подачи кислотной композиции и щелочной композиции в обратную линию, в линию эксплуатационной скважины или в обе эти линии из резервуара или резервуаров, соединенного(-ых) с одним или более инжекторами. Один или более инжекторов выполнены с возможностью поочередной подачи кислотной композиции и щелочной композиции в каналы геотермальной установки.

Щелочная и кислотная композиции закачиваются в каналы геотермальной установки спереди по потоку от отложений накипи, так что эти отложения поочередно подвергаются воздействию кислоты и щелочи. Совместное воздействие обеих этих композиций при обработке обеспечивает растворение кремнезема и глинозема, содержащихся в накипи.

Лабораторные испытания на растворение могут быть проведены для определения необходимой смеси химикатов и наиболее эффективного времени выполнения вышеуказанных чередующихся кислотных и щелочных промывок и ополаскиваний для конкретной геотермальной установки. В неограничивающем варианте осуществления изобретения химикаты (то есть соответствующие кислотные и щелочные композиции) вводятся через полую штангу (большую инжекторную насадку) в основной поток геотермальной скважины обратной закачки, обычно через верхнюю часть устьевого оборудования скважины над запорной задвижкой. Потоки рассчитанных химикатов закачиваются в ряд структур и интервалов, определяемых лабораторными анализами и опытным путем. Переменные величины обработки включают рН композиции, действие которой подвергается текущая вода в канале во время цикла промывки, время любого цикла промывки между кислотной и щелочной обработкой, продолжительность отдельной обработки или цикла промывки, а также общее количество проведенных циклов, каждый из которых может быть оптимизирован для наиболее эффективного удаления накипи (или предотвращения ее образования). Преимуществом является то, что обработка проводится полностью в рабочем режиме, то есть при рабочих давлении и температуре. Это означает,

что нет необходимости останавливать добычу из скважины или каким-либо образом прерывать процесс для борьбы с образованием накипи.

Подводя итог, следует отметить, что щелочь уже использовалась ранее в попытках растворения геотермальных отложений на основе кремнезема, но с переменным успехом. В данном способе используются хелатирующие агенты и поверхностно-активные вещества для улучшения этой части процесса. Хелатирующие агенты и поверхностно-активные вещества используются для снижения негативного воздействия катионов в отложениях на скорость растворения, а также повторного отложения растворенной накипи. В данном способе также используется кислотный этап для воздействия и растворения компонентов отложений, не растворимых в щелочи, для увеличения пористости и площади поверхности растворимых в щелочи отложений на основе кремнезема. Наконец, процесс очистки протекает полностью в рабочем режиме, то есть при рабочих давлении и температуре, без остановки производства или демонтажа установки.

## ПРИМЕРЫ

### Лабораторное исследование

Образец отложений из геотермальной установки в Новой Зеландии был отобран и просеян через сито 10 меш. Фракция, прошедшая через сито, была использована в исследованиях. Элементный анализ образцов отложений показал, что они содержат 66,6-68,3 масс. % кремния (в виде  $\text{SiO}_2$ ) и 10,8-11,2 масс. % алюминия (в виде  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). Потери при прокаливании ( $1000^\circ\text{C}$ ) составили 6,8-11,3 масс. %.

Ниже приведен рецепт искусственного рассола, использованного в исследованиях.

Щелочность, общая (по $\text{CaCO}_3$ )	40,9 ppm
Хлорид (по Cl)	2016,0 ppm
Сульфат (по $\text{SO}_4$ )	45,3 ppm
Кальций, общий (по $\text{CaCO}_3$ )	43,4 ppm
Кремний, растворимый (по $\text{SiO}_2$ )	464,7 ppm
Натрий, растворимый (по Na)	1285,0 ppm
Фосфор, общий (по $\text{PO}_4$ )	3,1 ppm
pH	7,1

Сравнительный пример I: обработка только очистителем на основе едкой щелочи

Очиститель на основе едкой щелочи, использованный в данном испытании, имел следующий состав:

5	50 масс. % NaOH	50%
	38 масс. % EDTA.Na4	24%
	Dowfax C6L	1%
	Вода	25%

Один грамм просеянной накипи из сита 10 меш помещали в 100 мл раствора очистителя на основе едкой щелочи, разбавленного до 0,25 масс. % NaOH в искусственном соляном растворе. Раствор выдерживали при 90°C в течение 6 часов и за это время отбирали пробы для анализа. После этого раствор отфильтровывали, а выделенный осадок помещали в 100 мл деионизированной воды и выдерживали при 90°C в течение 5 минут. Затем раствор отфильтровывали, а выделенный образец высушивали при 105°C для потери массы.

Аналогичным образом проводили холостой (контрольный) опыт с использованием искусственного соляного раствора без добавления очистителя на основе едкой щелочи.

Содержание кремния в растворах отобранных проб определяли по методу 8185 Nach с использованием силикомолибдата. Содержание алюминия определяли с помощью пробирок Nach TNT 848, метод 10215 TNT Plus.

Для выполнения эксперимента с очистителем на основе едкой щелочи анализировали содержание кремния, которое, как было обнаружено, составляло 230 ppm (по SiO<sub>2</sub>) через 1 час, и постепенно увеличивалось до 302 ppm через 6 часов. Анализ содержания кремния в холостом растворе показал, что оно составляло приблизительно 50 ppm в течение 6-часового периода выдержки.

Для выполнения эксперимента с очистителем на основе едкой щелочи анализировали содержание алюминия, которое, как было обнаружено, составляло 0,4 ppm (по Al) через 1 час и увеличилось до 1,1 ppm через 6 часов. Анализ содержания алюминия в холостом растворе показал, что оно было по существу равно нулю в течение 6-часового периода выдержки.

В конце эксперимента с очистителем на основе едкой щелочи потеря массы отобранной пробы накипи составила 1,9 масс. % по сравнению с 1,7 масс. % для холостого раствора.

Пример I: чередующаяся обработка кислотой и очистителем на основе едкой щелочи

Очиститель на основе едкой щелочи в данном испытании имел следующий состав:

50 масс. % NaOH	50,00%
38 масс. % EDTA.Na4	26,3%
10 Вода	25,00%.

Испытание проводили как в сравнительном примере 1, за исключением того, что перед обработкой очистителем на основе едкой щелочи, разбавленным до 0,25 масс. % NaOH в растворе искусственного рассола, накипь обрабатывали 1 масс. %-м раствором серной или соляной кислоты. Последовательность обработки была следующей:

- 1) Обработка посредством 100 мл раствора кислоты в течение 1 часа при 90°C.
- 2) Фильтрация раствора и выделение нерастворенных фрагментов накипи.
- 3) Обработка выделенной фазы посредством 100 мл деионизированной воды в течение 5 минут при 90°C.
- 4) Фильтрация раствора и выделение нерастворенных фрагментов накипи.
- 5) Обработка выделенной фазы посредством очистителя на основе едкой щелочи в течение 1 часа при 90°C.
- 6) Фильтрация раствора и выделение нерастворенных фрагментов накипи.
- 7) Обработка выделенной фазы посредством 100 мл деионизированной воды в течение 5 минут при 90°C.

- 8) Фильтрация раствора и выделение нерастворенных фрагментов накипи.
- 9) Двукратное повторение шагов 1-8 с использованием тех же растворов для обработки, за исключением замены промывочной деионизированной воды после каждой обработки.

Был также проведен холостой опыт аналогично сравнительному примеру I с использованием искусственного соляного раствора без добавления кислоты и очистителя на основе едкой щелочи. Отобранные пробы раствора анализировали

на содержание кремния, как описано в сравнительном примере I, результаты чего обобщены в Таблице 1.

Таблица 1. Кремний по SiO<sub>2</sub> (ppm)

<b>Растворы</b>	<b>Холостой</b>	<b>H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	<b>HCl</b>
Цикл 1 обработки кислотой	375	147	145
Цикл 1 обработки очистителем на основе едкой щелочи	363	699	717
Цикл 2 обработки кислотой	325	137	146
Цикл 2 обработки очистителем на основе едкой щелочи	332	757	797
Цикл 3 обработки кислотой	312	142	140
Цикл 3 обработки очистителем на основе едкой щелочи	176	768	782

- 5 Из таблицы 1, составленной на основе этого исследования, видно, что содержание кремния в растворе очистителя на основе едкой щелочи составляло приблизительно 700 ppm после первого цикла и увеличивалось почти до 800 ppm после третьего цикла. Этот результат был по существу одинаковым при предварительной обработке серной (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) или соляной (HCl) кислотой.
- 10 Следует также отметить, что содержание кремния в растворе очистителя на основе едкой щелочи даже после первого цикла было значительно повышенным по сравнению с обработкой только этим очистителем в сравнительном примере I и соответственно составляло, например, приблизительно 700 против приблизительно 300 ppm.
- 15 Преимущество этапа предварительной обработки кислотой также наблюдалось при анализе потери массы выделенной пробы накипи. В этом испытании измеренная потеря массы составила 2,6 масс. %, 4,2 масс. % и 4,5 масс. % соответственно для холостого опыта, предварительной обработки серной кислотой и предварительной обработки соляной кислотой. Это
- 20 соответствует относительному увеличению потери массы по сравнению с холостым опытом на 62-73%. Эти значения для растворения значительно

превышают потерю массы, составляющую 1,9 масс. % (12% относительно холостого опыта) и наблюдаемую при обработке только очистителем на основе едкой щелочи в сравнительном примере I.

Пример II: чередующаяся обработка кислотой и очистителем на основе едкой щелочи

Эксперимент по предварительной обработке серной кислотой из примера I повторяли со следующими изменениями:

1) В каждом цикле использовали свежие растворы серной кислоты и очистителя на основе едкой щелочи.

2) Обработка растворами серной кислоты была сокращена до 15 минут при 90°C.

3) Обработка деионизированной водой была сокращена до 2 минут при 90°C.

4) Обработка растворами очистителя на основе едкой щелочи была сокращена до 15 минут при 90°C.

Использование свежих растворов серной кислоты и очистителя на основе едкой щелочи в каждом цикле было лучшей моделью многократной обработки нагнетательной скважины с течением времени.

Был также проведен холостой опыт аналогично сравнительному примеру I с использованием искусственного соляного раствора без добавления кислоты и очистителя на основе едкой щелочи. Отобранные пробы раствора анализировали на содержание кремния и алюминия, как описано в сравнительном примере I, результаты чего обобщены в Таблице 2. В данном примере концентрацию алюминия в образцах измеряли путем выполнения анализа методом спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП-анализа).

Таблица 2

Растворы	Кремний по SiO <sub>2</sub> (ppm)		Алюминий по Al (ppm)	
	Холостой	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Холостой	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
Цикл 1 обработки кислотой	36	150	1	21
Цикл 1 обработки очистителем на основе едкой щелочи	14	695	1	4
Цикл 2 обработки кислотой	56	133	1	6
Цикл 2 обработки	2	725	1	5

Растворы	Кремний по SiO <sub>2</sub> (ppm)		Алюминий по Al (ppm)	
	Холостой	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Холостой	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
очистителем на основе едкой щелочи				
Цикл 3 обработки кислотой	13	122	1	5
Цикл 3 обработки очистителем на основе едкой щелочи	7	763	1	5

Из таблицы 2, составленной на основе этого исследования, видно, что преимущество предварительной обработки отложений кислотой перед обработкой очистителем на основе едкой щелочи было очевидным так же, как и в примере II. Также можно видеть, что кислотная обработка была более эффективной в растворении алюминийсодержащей части отложений, особенно после первого цикла.

Учитывая, что последующие обработки очистителем на основе едкой щелочи в этом примере дают больший объем кремнийсодержащего разбавителя (3 x 100 мл при приблизительно 700 ppm каждый) по сравнению с примером II, в котором раствор очистителя на основе едкой щелочи использовали повторно (всего 100 мл при приблизительно 750 ppm), можно предположить, что потеря массы накипи была бы больше. Это подтверждалось измеренной потерей массы, составлявшей 6,2 масс. % для обработанной пробы по сравнению с 1,9 масс. % для холостой пробы. Это соответствует относительному увеличению потери массы по сравнению с холостой пробой на 226%.

### Пример III: промышленная установка

Ниже описан общий подход к процессу очистки скважин в рабочем режиме.

1. Анализ воды и накипи. Каждая скважина имеет отличный от других химический состав воды, свою температуру и, следовательно, уникальные элементы накипи. Анализ воды и накипи представляет собой первый этап.

2. После определения химического и температурного профилей выполняли расчеты для определения концентрации закачиваемого агента для достижения уровня pH при непрерывном потоке в скважине. Целевой уровень pH зависит от типа накипи, но обычно составляет 1,5-2,5 при кислотной обработке и 11-12 при щелочной обработке.

3. Образцы накипи также подвергали испытанию в лаборатории, чтобы определить, какие хелатирующие агенты и растворители необходимы для растворения накипи. Проводят стандартные анализы в лабораторных условиях. Хелатирующие агенты могут включать, не ограничиваясь этим, следующее:

5 NTA, DPTA, EDTA, GDLA и их комбинации.

4. В типичном примере начальный поток составлял 64 тонны в час, и поскольку было установлено, что проблема заключается в силикатах, для предварительной обработки накипи закачивали хелатирующий агент GeoSol® GS8124 в течение 15 минут со скоростью 30 л/час.

10 5. Затем добавляли кислотную композицию GeoSol® 1001 в концентрации 0,5% в течение 20 минут для удаления целевых силикатов. После добавления кислотной композиции ее вымывали из системы перед следующим этапом с помощью 200 тонн рассола.

15 6. Возобновляли закачку хелатирующего агента GeoSol® GS8124 и продолжали ее в течение 45 минут со скоростью 15 л/час. Эту операцию выполняли с целью смещения кремнеземной накипи, содержащей алюминий. После первого цикла обработки наблюдалось снижение обратного избыточного давления с 7,2 бар до 5,2 бар и увеличение дебита с 64 т/час до 180 т/час.

20 7. Через 300 минут промывали скважину с помощью 300 тонн рассола для удаления гидрофобных поверхностных элементов накипи и повторяли процесс на следующий день.

8. По завершении обработки дебит увеличился до 200 т/час (с первоначального значения 64 т/час), а обратное избыточное давление снизилось с 7,2 бар до 5,9 бар.

25 Подводя итог, можно выделить основные моменты применительно к данному способу:

1. Предварительное определение, какая композиция будет использоваться для растворения накипи и как она соотносится с химическим составом рассола и температурой (для предотвращения вторичных реакций осаждения).

30 2. Поскольку данный процесс, в котором используются хелатирующие и диспергирующие агенты, а также кислотные и щелочные фазы, часто является двухступенчатым, могут потребоваться дополнительные промежуточные этапы для смыва гидрофобных вторичных образований на накипи, которые

препятствуют эффективному ходу реакции. На этих этапах диспергирующие агенты могут вводиться в поток рассола для содействия промывке.

Хотя в вышеприведенном подробном описании представлен по меньшей мере один примерный вариант осуществления изобретения, следует понимать, что существует огромное количество вариаций. Также следует понимать, что примерный(-е) вариант(ы) осуществления изобретения представляет(-ют) собой всего лишь пример(ы) и не предназначен(ы) для какого-либо ограничения объема, применимости или структуры настоящего описания. Вышеприведенное подробное описание скорее предоставляет специалистам в данной области удобный поэтапный план действий для реализации примерного варианта осуществления настоящего изобретения. При этом подразумевается, что в функции и расположение элементов, описанных в примерном варианте осуществления изобретения, могут быть внесены различные изменения в рамках его объема в соответствии с изложенным в прилагаемой формуле изобретения.

## ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ ингибирования образования накипи или удаления образовавшейся накипи в канале, в котором проходит поток текучей среды, содержащей минерализованную воду, включающий поочередную обработку текучей среды в канале кислотной композицией и щелочной композицией, причем обработку выполняют без остановки потока текучей среды в канале.
2. Способ по п. 1, в котором кислотную композицию и щелочную композицию закачивают в канал спереди по потоку от места, где требуется удалить накипь или ингибировать ее отложение.
3. Способ по п. 1, в котором образовавшаяся накипь содержит накипь на основе алюмосиликата щелочного металла или накипь на основе алюмосиликата щелочноземельного металла, а кислотная композиция и щелочная композиция не вступают в непосредственный контакт с накипью, а разбавляются текучей средой, проходящей по каналу.
4. Способ по п. 1, в котором текучую среду сначала обрабатывают кислотной композицией.
5. Способ по п. 1, в котором текучую среду сначала обрабатывают щелочной композицией.
6. Способ по п. 1, включающий непрерывную подачу кислотной композиции и щелочной композиции в канал во время стадии обработки.
7. Способ по п. 1, включающий добавление кислотной композиции и щелочной композиции порциями в канал во время стадии обработки.
8. Способ по п. 1, в котором щелочная композиция содержит щелочь и хелатирующий агент.

9. Способ по п. 8, в котором щелочная композиция дополнительно содержит поверхностно-активное вещество.

5 10. Способ эксплуатации геотермальной установки, включающий поочередную закачку кислотной композиции и щелочной композиции в линию эксплуатационной скважины или в линию обратной закачки установки, причем операции закачки осуществляют без остановки работы геотермальной установки.

10 11. Способ по п. 10, включающий закачку кислотной композиции и щелочной композиции в месте, где наблюдается образование накипи.

15 12. Способ по п. 11, в котором образовавшаяся накипь содержит накипь на основе алюмосиликата щелочного металла или накипь на основе алюмосиликата щелочноземельного металла, а кислотная композиция и щелочная композиция не вступают в непосредственный контакт с накипью, а разбавляются текучей средой, проходящей по каналу.

20 13. Способ по п. 10, включающий непрерывную подачу кислотной композиции и щелочной композиции в канал во время стадии обработки.

14. Способ по п. 10, включающий добавление кислотной композиции и щелочной композиции порциями в канал во время стадии обработки.

25 15. Способ по п. 1, в котором щелочная композиция содержит щелочь и хелатирующий агент.

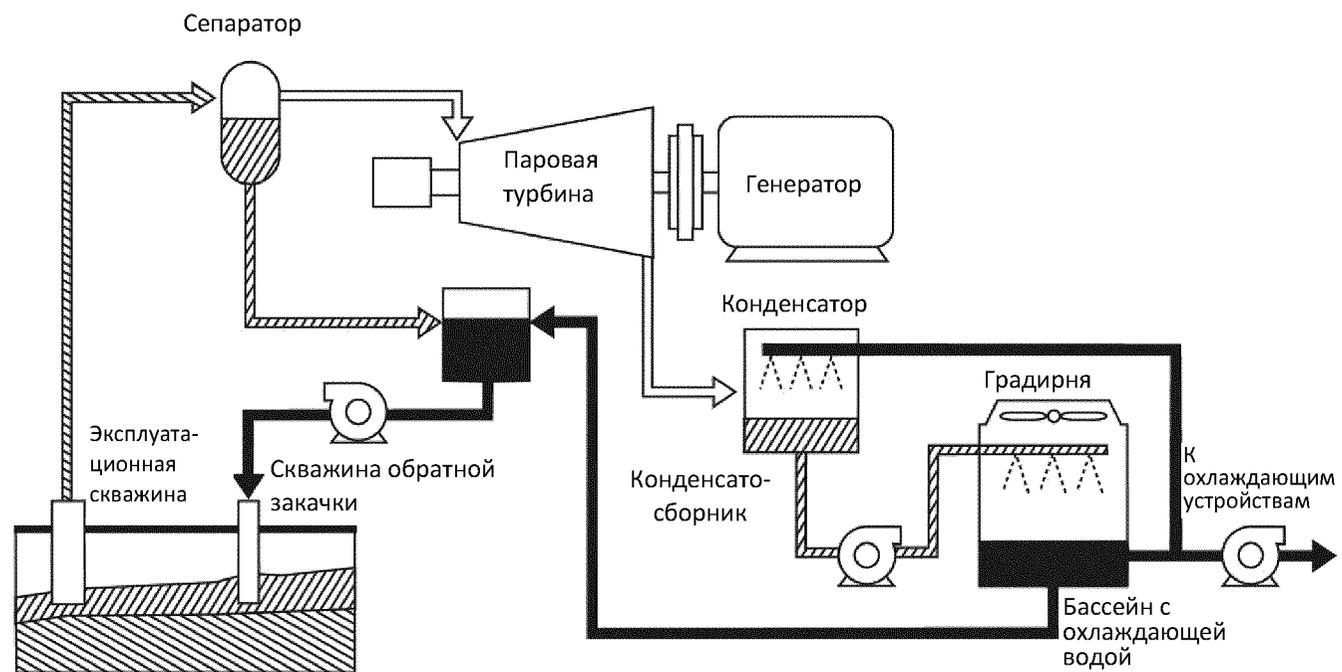
16. Способ по п. 15, в котором щелочная композиция дополнительно содержит поверхностно-активное вещество.

30 17. Геотермальная установка, включающая в себя эксплуатационную скважину; линию эксплуатационной скважины, ведущую от скважины к сепаратору; паровую турбину, работающую на паре из сепаратора; скважину обратной закачки и обратную линию для подачи воды из сепаратора в скважину

обратной закачки; и один или более инжекторов, расположенных в обратной линии, в линии эксплуатационной скважины или в обеих этих линиях, причем указанные один или более инжекторов выполнены с возможностью подачи кислотной композиции и щелочной композиции в обратную линию, в линию 5 эксплуатационной скважины или в обе эти линии из резервуара или из резервуаров, соединенного(-ых) с одним или более инжекторами.

18. Геотермальная установка по п. 17, в которой один или более инжекторов выполнены с возможностью поочередной подачи кислотной 10 композиции и щелочной композиции.

19. Геотермальная установка по п. 17, в которой щелочная композиция содержит щелочь и хелатирующий агент.



1/1

ФИГ. 1