

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **047815**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.09.13

(51) Int. Cl. **C09K 8/68 (2006.01)**
C09K 8/88 (2006.01)

(21) Номер заявки
202192412

(22) Дата подачи заявки
2020.02.24

(54) **СПОСОБ, ПРИМЕНЕНИЕ И МОДУЛЬ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПОДЗЕМНОГО ПЛАСТА**

(31) **62/814,425**

(56) **US-A1-2005155765**
WO-A1-2017096055
US-A1-2014352960
US-A1-2017114272

(32) **2019.03.06**

(33) **US**

(43) **2022.02.16**

(86) **PCT/GB2020/050428**

(87) **WO 2020/178550 2020.09.10**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ИНДЕПЕНДЕНС ОЙЛФИЛД
КЕМИКАЛЗ ЛЛК (US)

(72) Изобретатель:
Мейсвен Кимберли, Хёман Курт,
Доусон Джефф (US)

(74) Представитель:
Хмара М.В. (RU)

(57) Изобретение относится к способу обработки подземного пласта, имеющего тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, которое включает липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа. Способ включает приведение пласта в контакт с жидкостью (А), включающей полимер (РР), который представляет собой сополимер акриламида-метил-пропансульфоната и акриламида, имеющий молекулярную массу в диапазоне от 1000000 до 50000000 Да. Изобретение также относится к применению указанного полимера и модулю для осуществления указанного способа.

047815

B1

047815
B1

Область техники

Изобретение относится к подземным пластам (к подземным геологическим формациям) и, в частности, но не исключительно, к способу обработки, например к разрыву подземного пласта.

Предшествующий уровень техники

Гидравлический разрыв представляет собой способ, который необходим для извлечения нефти и газа из нетрадиционных резервуаров, таких как каменноугольные пласты, плотные песчаники и сланцы. При осуществлении этого способа жидкость для гидроразрыва вводят при таком расходе и давлении, которые необходимы для разрушения пласта за счет возникновения в пласте разломов или трещин. Трещины возникают в скважине и расходятся от нее, проникая в пласт. Обычная практика обработки нетрадиционных резервуаров состоит во введении в резервуар небольшой пробки из кислоты, закачиваемой при низкой величине расхода (скорости), с последующим введением маловязкой воды, закачиваемой с постепенно увеличиваемой скоростью до достижения заданной скорости нагнетания. Высокие скорости нагнетания обычно могут составлять от 50 до 100 баррелей/мин (приблизительно от 0,13 до 0,26 м³/с). Для закачки с такими высокими скоростями в жидкость для гидроразрыва добавляют небольшие количества понизителей трения. Обычно понизители трения представляют собой полиакриламидные полимеры и сополимеры, добавляемые в количестве от 100 до 1000 ч./млн. Жидкости с низкой вязкостью, в которые добавлены понизители трения, называются реагентами на водной основе (реагентами на водной основе для снижения поверхностного натяжения; англ. slick-water), и способ или обработку называют разрывом с применением реагента на водной основе.

После того, как скорость обработки достигнет требуемого значения, в жидкость добавляют небольшое количество расклинивающего агента или пропанта. Обычно большинство пропантов содержат мелкоразмерный песок в таком количестве, как 0,25 фунтов песка с крупностью 100 меш на галлон воды (что приблизительно составляет 0,03 кг песка на 1 л воды). По мере проведения обработки количество песка систематически увеличивают, и в определенный момент размер песка может быть увеличен до 40/70, 30/50 меш и в отдельных случаях применяют фракцию песка 20/40 меш, включающую хорошо скругленные и почти сферические частицы. Цель введения песка состоит в том, что получаемая песчаная пробка, которая на несколько порядков величины более проницаема, чем пласт, образует проводящий канал из резервуара в скважину, подходящий для перемещения жидкостей, содержащихся в резервуаре. Количество песка, обычно применяемое в операции разрыва, составляет от 200000 до 500000 фунтов на один этап разрыва (что приблизительно составляет от 90718 до 226796 кг), и количество воды обычно может составлять от 2000 до 7000 баррелей (что приблизительно составляет от 318 до 1113 м³).

По завершении операций гидравлического разрыва водные жидкости выдавливаются из породы и возвращаются на поверхность. Возвратные водные жидкости могут содержать воду обратного притока (воду, содержащуюся в жидкости для гидроразрыва) или соляной раствор из скважины (естественную воду из пласта или реликтовую воду, которая содержит минералы, составляющие часть подповерхностного пласта), песок, нефть (масло), полимерные понизители трения и химические вещества, применяемые для обработки (ингибиторы образования отложений, ингибиторы коррозии, ингибиторы набухания глин и т.д.).

В некоторых скважинах, где было обнаружено, что воды обратного притока содержат железо, из скважины может поступать необычное и нежелательное гелеобразное вязкое вещество. Нежелательное гелеобразное вязкое вещество может включать зернистую массу, включающую пропант, глину, оставшийся частично сшитый под действием железа понизитель трения, заполненные железом асфальтены, нефть (масло) как таковую или в комбинации, а также может содержать жидкости, такие как соляные растворы, пластовая вода и захваченные другими средами углеводороды. Источники железа включают обсадку скважины, закачиваемую воду, материал пласта, реликтовые воды, соседние водоносные зоны, откуда может просачиваться вода, и асфальтены.

На ранних этапах добычи нефти, после проведения операций гидравлического разрыва, нежелательное гелеобразное вязкое вещество образуется в скважине, в сети трещин, в пачке расклинивающего агента и т.д. и время от времени извлекается вместе с обычно добываемым продуктом и/или при последующей добыче.

Скважины, в которых образуется нежелательное гелеобразное вязкое вещество, содержат железо. В одном из примеров такие скважины могут находиться в Оклахоме, например в Вудфорде (Woodford), Оклахома. Было обнаружено, что такие скважины имеют определенные характеристики, которые описаны в настоящей работе.

Проблема образования нежелательного гелеобразного вязкого вещества, как было указано, является известной проблемой, и ее решения также были описаны.

В документе US 5674817 (Halliburton) рассмотрена проблема, связанная с применением водных жидкостей для гидроразрыва в скважине в присутствии растворенного железа. В частности, присутствие железа приводит к нежелательному образованию поперечных связей под действием иона железа(III), что приводит к нежелательному повышению вязкости жидкости для гидроразрыва. В документе указано, что, несмотря на применение уже созданных добавок, регулирующих осаждение железа, присутствие таких добавок в водных жидкостях для гидроразрыва, имеющих повышенную вязкость, может значи-

тельно ускорить деструкцию гидратированного полимера с повышенной вязкостью, добавленного в жидкость для гидроразрыва, что может мешать успешному завершению операции разрыва. Согласно цитируемому документу, решение проблемы состоит в добавлении в жидкость для гидроразрыва агента, снижающего содержание ионов железа(III), в количестве, достаточном для предотвращения осаждения соединения железа(III) или нежелательного образования поперечных связей в полимере, содержащемся в жидкости для гидроразрыва.

В издании Общества инженеров нефтегазовой промышленности США (англ. Society of Petroleum Engineers Paper SPE-173594-MS (Halliburton), содержание которого полностью включено в настоящее описание посредством ссылки), обсуждается "Идентификация и ликвидация накопления твердых веществ, образующихся после массивных гидравлических разрывов под действием воды" ("Identification and Remediation of Produced Solids Accumulation Occurring After Massive Hydraulic Water Fracs"). В документе обсуждаются характеристики каучукоподобного полутвердого вещества, а также обсуждается реабилитация скважин, имеющих эту проблему. Например, было отмечено, что реабилитацию обычно выполняют добавлением лимонной кислоты с закупоривающим агентом, причем лимонная кислота действует как хелатирующий агент. В документе было указано, что реабилитационные обработки имеют огромный успех, однако было выдвинуто предположение, что они являются лишь кратковременной мерой, что и было подтверждено на деле.

Другая попытка решить проблему включала применение катионных понизителей трения. Однако было обнаружено, что их применение лишь отсрочивает начало образования каучукоподобных отложений.

Сфокусированные на решении данной проблемы методики предшествующего уровня техники включают применение смесей химических веществ для разрушения нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Такие смеси могут включать:

- органическую кислоту (лимонную, уксусную, муравьиную);
- окислительные разжижители (пероксид водорода, гидроксид натрия, персульфат);
- поверхностно-активные вещества или средства, облегчающие проникновение;
- диспергирующие средства или растворители для парафинов;
- ингибиторы образования парафинов и/или отложений.

Задача настоящего изобретения состоит в решении вышеописанных проблем.

Сущность изобретения

Задача предпочтительных примеров осуществления изобретения состоит в минимизации или устранении образования нежелательного гелеобразного вязкого вещества, наблюдаемого на тех участках, которые в отсутствие обработки характеризуются образованием этого вещества.

Первый аспект изобретения относится к способу обработки подземного пласта, такого как подземный пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, которое включает липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа, где способ включает приведение пласта в контакт с жидкостью (А), включающей полимер (РР), который представляет собой сополимер акриламида-метил-пропансульфоната и акриламида. Полимер (РР) имеет молекулярную массу в диапазоне от 1000000 до 50000000 Да.

Указываемая в настоящей работе молекулярная масса может быть определена способом измерения характеристической вязкости (англ. Measurement of Intrinsic Viscosity (см. ISO 1628/1-1984-11-01)) с использованием корреляции между характеристической вязкостью и молекулярной массой согласно уравнению Марка-Хувинка (Mark-Houwink).

Если не указано иное, то упоминание в настоящей работе ч./млн относится к массовым частям на миллион.

Характеристики нежелательного гелеобразного вязкого вещества включают:

Физические:

- оно может представлять собой полутвердое, например каучукоподобное полутвердое, вещество;
- оно может включать плотную эмульсию, например плотную эмульсию в полутвердой форме;
- оно может быть липким (тягучим);
- оно может быть гелеобразным по своей природе.

Особенности состава:

- оно включает железо или соединение железа;
- оно может включать полимерный понизитель трения. Полимерный понизитель трения может присутствовать в вязком веществе в концентрации, значительно превышающей его концентрацию в применяемой для обработки жидкости, например превышающей его концентрацию в 10 или в 50 раз, в 100 раз, например, в 300 раз;

оно может включать частично сшитый поперечными связями понизитель трения или остаток понизителя трения, частично сшитый под воздействием подходящего многовалентного катиона, присутствующего в пласте, например остаточный понизитель трения, частично сшитый под действием железа;

оно может представлять собой сложную смесь и дополнительно включать одно или более следующих средств: мелкодисперсные вещества, поступающие из пласта, пропант, заполненные железом ас-

фальтены, сырую нефть, железо из обсадки скважины, карбид железа, поступающий из обсадки скважины.

Нежелательное гелеобразное вязкое вещество может включать железо в любой форме. Подземный пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, может представлять собой формацию, которая представляет собой пласт, в котором ранее уже наблюдали тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Пласт может представлять собой формацию, расположенную вблизи (например, в пределах 10 км, например, в пределах 5, 2, 1 км или 500 м от скважины, в которой ранее уже наблюдали образование нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Следует понимать, что расстояние между скважинами зависит от множества факторов.

Полимер (PP) представляет собой сополимер акриламида-метил-пропансульфоната, (например, 2-акриламида-2-метилпропансульфоновой кислоты) и акриламида. Он предпочтительно включает от 5 до 40% мол. акриламида-метил-пропансульфонатных повторяющихся звеньев и от 60 до 90% мол. акриламидных повторяющихся звеньев.

Полимер (PP) предпочтительно не включает фосфонатных фрагментов. Он предпочтительно не включает фосфорсодержащих фрагментов.

Полимер (PP) предпочтительно не включает катионных фрагментов, за исключением фрагментов, необязательно присутствующих в виде части цвиттер-иона. Полимер (PP) предпочтительно не включает свободных четвертичных аммониевых групп.

Молекулярная масса полимера (PP) может составлять по меньшей мере 1000000 Да, предпочтительно по меньшей мере 2000000 Да, более предпочтительно по меньшей мере 3000000 Да. Молекулярная масса может составлять от 1000000 до 50000000 Да, предпочтительно от 2000000 до 10000000 Да, более предпочтительно от 3000000 до 8000000 Да и, в частности, от 4000000 до 7000000 Да.

Полидисперсность полимера (PP) может составлять от 1 до 7, предпочтительно от 2 до 5.

Полимер (PP) может быть предоставлен в любом состоянии, подходящем для введения в водную жидкость. Например, полимер может быть предоставлен в виде гранул, порошка, дисперсии, обратной эмульсии или дисперсии порошка полимера в масляной фазе обратной эмульсии, как было описано в документе WO 2017/187150.

Полимер может быть получен с помощью методик, известных специалистам в данной области техники, таких как свободнорадикальные методики, например гель-полимеризация, полимеризация в растворе, полимеризация в обратной эмульсии, полимеризация в дисперсии, полимеризация осаждением, фронтальная полимеризация или полимеризация в объеме; анионная полимеризация или полимеризация с переносом водорода; и контролируемые радикальные методики, например, полимеризация путем обратимого присоединения и фрагментирования (англ. reversible addition-fragmentation chain-transfer, сокр. RAFT), радикальная полимеризация с переносом атома (англ. atom transfer radical polymerisation, сокр. ATRP) или живая радикальная полимеризация с одноэлектронным переносом (англ. single electron transfer living radical polymerisation, сокр. SET-LRP).

Жидкость (A) может включать по меньшей мере 100 ч./млн полимера (PP). Жидкость (A) может включать менее 10000 ч./млн полимера (PP). Предпочтительно жидкость (A) включает от 100 до 10000 ч./млн, более предпочтительно от 150 до 1100 ч./млн полимера (PP).

Жидкость (A) предпочтительно включает воду, например, до 99,9% воды, но предпочтительно она включает до 95 мас.% воды. Вода, которая предпочтительно образует основную часть жидкости (A), описанной в настоящей работе, может быть получена из любого подходящего источника. Она может представлять собой хозяйственно-питьевую воду, поверхностную воду, морскую воду, соляной раствор, воду обратного притока, воду водоносной формации или попутно добываемую воду. Упоминание в настоящей работе количеств воды, в частности, при упоминании воды, которая образует основную часть описанной жидкости для гидроразрыва, предпочтительно относится к воде, включая компоненты, присутствующие в источнике воды, такие как растворенные соли, имеющиеся в морской воде.

Другие добавки для жидкости (A) могут быть выбраны из ингибиторов коррозии, порошкообразных пропантов, кислот, добавок для снижения водоотдачи, биоцидов, поверхностно-активных веществ и ингибиторов образования отложений, регуляторов набухания глин, вспенивателей, ингибиторов образования парафинов, гелеобразующих агентов, регуляторов pH, буферов, сшивающих агентов, окислителей, ферментов и средств для разрушения гелей.

Предпочтительно на определенном этапе способа в жидкость (A) добавляют один или совокупность пропантов. Размер частиц пропанта может составлять по меньшей мере 140 меш американской шкалы для измерения частиц (US Mesh) (что составляет приблизительно 0,105 мм); размер частиц пропанта может составлять менее 5 меш американской шкалы для измерения частиц (что составляет приблизительно 4 мм). Пропант может быть выбран из песка, боксита и искусственных материалов средней или высокой прочности. Пропант выбирают таким образом, чтобы он препятствовал закрытию трещины после устранивания гидравлического давления, оказываемого на трещину.

Предпочтительно на определенном этапе способа жидкость для гидроразрыва включает от 2,9 до 54 мас.%, например от 5 до 40 мас.%, пропантов.

Предпочтительно единственным полимером для снижения трения в жидкости (A) является

полимер (PP). Жидкость (A) предпочтительно не включает катионных полимеров, содержащих гидролизуемую группу в боковой группе, подвешенной к основной цепи полимера. Например, жидкость (A) предпочтительно не включает сополимеров, включающих хлорид [2-(акрилоилокси)этил]триметиламмония, ADAME®, предоставляемых Arkema, и подобных веществ. Жидкость (A) предпочтительно не включает анионных полимеров, содержащих подвешенную боковую группу, прочно связывающуюся с железом, например, Р-содержащую функциональную группу, такую как группа на основе фосфоновой кислоты.

Жидкость (A) предпочтительно не включает восстановитель иона железа(III), что описано, например, в документе US 5674817.

Подземный пласт, обрабатываемый согласно способу, предпочтительно представляет собой пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, описанного во вводной части настоящей работы, или пласт, в котором наблюдалось и/или было зафиксировано образование нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Таким образом, способ предпочтительно включает приведение такого пласта, в частности пласта, идентифицированного как пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества (или в котором было зафиксировано образование нежелательного гелеобразного вязкого вещества), в контакт с жидкостью (A).

Было обнаружено, что в некоторых географических зонах пласты имеют тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества. В одном из таких примеров пласт (геологическая формация) может находиться в штате Оклахома. Например, он может находиться в нефтегазоносном комплексе Вудфорда (Woodford), Оклахома (иногда называемом сланцами Woodford (Woodford Shale), нефтегазоносным комплексом Cana-Woodford или сланцами Cana-Woodford).

Было обнаружено, что пласты (геологические формации), содержащие породы или компоненты пород определенного типа, способны образовывать нежелательное гелеобразное вязкое вещество. Такие пласты могут включать сланец. Измельченный образец ядра пласта может иметь одну или более следующих характеристик:

общая растворимость в кислотах - от 15 до 60 мас.%, предпочтительно от 18 до 57 мас.%, более предпочтительно от 34 до 57 мас.%;

растворимость в HCl - от 2 до 25 мас.%, предпочтительно от 2,50 до 20,0 мас.%; более предпочтительно от 4,20 до 19,8 мас.%;

растворимость в HF - от 12 до 50 мас.%, предпочтительно от 15 до 41 мас.%, более предпочтительно от 26 до 41 мас.%;

Процентное содержание твердых веществ, которые могут быть растворены кислотой, определяют последовательной обработкой измельченного образца ядра 15%-ной HCl, затем раствором 6%-ной HCl и 1,5%-ной HF при 180°F (приблизительно 82°C) в течение 1 ч в соответствии с руководством SPE 143960.

Содержание минеральных веществ в породе пласта может быть определено рентгенодифракционным анализом. Порода пласта может включать породу, включающую минерал, содержащий Fe(II)S₂ в концентрации, превышающей 0 мас.%, предпочтительно превышающей 0,1 мас.%, или по меньшей мере 1 мас.%. Содержание минерала, включающего Fe(II)S₂, может составлять менее 25 мас.% и может составлять от 1 до 10 мас.% или от 3 до 8 мас.%.

Содержащийся в породе пласта минерал, включающий Fe(II)S₂, может представлять собой пирит или марказит (лучистый колчедан) или смесь пирита и марказита. Содержание марказита в породе пласта может составлять от 0 до 11 мас.%, предпочтительно от 1 до 3 мас.%.

Содержание пирита в породе пласта может составлять по меньшей мере 0,1 мас.%, предпочтительно от 1 до 12 мас.% или от 1,9 до 4,1 мас.%.

Среднее содержание в пласте минерала, включающего Fe(II)S₂, может составлять по меньшей мере 0,11 % мас. и предпочтительно составляет от 1 до 8 мас.%, более предпочтительно от 3,5 до 8,0 мас.%. Среднее содержание пирита может составлять от 1 до 6 мас.%, предпочтительно от 2 до 5 мас.%. Среднее содержание марказита может составлять от 1 до 4 мас.%, предпочтительно от 1,5 до 3 мас.%.

Порода пласта может включать полевой шпат, например, в количестве, составляющем от 1 до 15,8 мас.%, предпочтительно от 2 до 14 мас.%, чаще всего от 3 до 10 мас.%.

Общее содержание органических веществ в породе пласта может составлять от 0,1 до 10 мас.%, например от 0,5 до 9 мас.%.

Порода пласта может включать другие минералы в следующих концентрациях:

доломит: от 2 до 12 мас.%, предпочтительно от 4 до 10 мас.%;

кварц: от 25 до 86 мас.%, предпочтительно от 45 до 78 мас.%;

карбонаты: от 0 до 5 мас.%;

магнезит: от 0 до 18%, предпочтительно от 0 до 2 мас.%;

хлорит: от 0 до 1 мас.%;

кальцит: от 0 до 10 мас.%;

барит: от 0 до 2 мас.%.

Было обнаружено, что пласты, содержащие попутную/пластовую воду, имеющую определенное со-

держание компонентов, имеют тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Общее содержание растворенных твердых веществ (англ. Total Dissolved Solids, сокр. TDS) в пласте может составлять по меньшей мере 5000 ч./млн, например, по меньшей мере 10000 ч./млн, по меньшей мере 15000 ч./млн или по меньшей мере 20000 ч./млн. Общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) может быть определено с помощью методики разрушения ионов под действием индуктивно связанной плазмы (англ.: Inductively Coupled Plasma (ICP) Ion breakdown) и выражено в мг/л. Пластовая вода может иметь следующие содержания одного или более (в частности, всех) из перечисленных веществ в растворенном виде:

Ca: от 60 до 65 мг/л, предпочтительно от 62 до 63 мг/л;
Mg: от 25 до 30 мг/л, предпочтительно от 27 до 28 мг/л;
Ba: от 8 до 11 мг/л, предпочтительно от 9 до 10 мг/л;
Sr: от 47 до 52 мг/л, предпочтительно от 49 до 50 мг/л;
CO₃⁻²: 0 мг/л;
HCO₃⁻: от 700 до 1000 мг/л, предпочтительно от 800 до 950 мг/л;
Na: от 6500 до 8500 мг/л, предпочтительно от 7000 до 7500 мг/л;
V: от 80 до 90 мг/л, предпочтительно от 86 до 88 мг/л;
Fe(II): от 5 до 15 мг/л, предпочтительно от 6 до 11 мг/л;
Al: от 0 до 0,1 мг/л, предпочтительно от 0,01 до 0,02 мг/л;
K: от 125 до 175 мг/л, предпочтительно от 150 до 160 мг/л;
Li: от 3 до 4 мг/л, предпочтительно от 3,5 до 3,6 мг/л;
Mn: от 0,1 до 0,2 мг/л, предпочтительно от 0,11 до 0,14 мг/л;
Si: от 35 до 50 мг/л, предпочтительно от 40 до 45 мг/л;
Zn: от 0 до 0,1 мг/л, предпочтительно от 0,01 до 0,07 мг/л.

Было обнаружено, что пласты, в которых анализ воды обратного притока под действием индуктивно связанной плазмы (ICP) в соответствии с методикой, описанной в руководстве SPE, соответствует приведенным выше данным, имеют тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества. После разрыва из пласта может выделяться жидкость, содержащая одно или более следующих веществ (в частности, все):

Al: по меньшей мере 5 ч./млн, предпочтительно по меньшей мере 10 ч./млн, и менее 250 ч./млн, предпочтительно менее 200 ч./млн;

V: от 0 до 150 ч./млн, предпочтительно от 10 до 100 ч./млн, более предпочтительно от 20 до 90 ч./млн;

Ba: от 0 до 50 ч./млн;

Ca: по меньшей мере 50 ч./млн, предпочтительно по меньшей мере 100 ч./млн, и менее 750 ч./млн, предпочтительно менее 650 ч./млн, и предпочтительно от 200 до 450 ч./млн;

Fe: по меньшей мере 100 ч./млн, по меньшей мере 250 ч./млн или по меньшей мере 500 ч./млн, и менее 1500 ч./млн, менее 1250 ч./млн, и предпочтительно от 600 до 1100 ч./млн, предпочтительно от 725 до 1025 ч./млн;

K: по меньшей мере 100 ч./млн, по меньшей мере 200 ч./млн или по меньшей мере 300 ч./млн;

Sr: от 0 до 100 ч./млн.

В одном из предпочтительных примеров осуществления пласты, обрабатываемые способом согласно изобретению (которые, в противном случае, могут образовывать нежелательное гелеобразное вязкое вещество), могут иметь одну или более (предпочтительно все) из следующих характеристик:

общая растворимость в кислотах измельченного образца керна: от 18 до 57 мас.%;

минеральное содержание Fe(II)S₂: от 1 до 10 мас.%; и, необязательно, доломит: от 2 до 12 мас.%;

кварц: от 25 до 86 мас.%;

полевошпат: от 1 до 15 мас.%;

доломит: от 2 до 12 мас.%;

пирит: от 1 до 12 мас.%;

марказит: от 0 до 11 мас.%;

иллит: по меньшей мере 2,5 мас.%; и, необязательно,

слюда: от 0 до 40 мас.%;

попутная вода содержит Ca: от 60 до 65 мг/л, Mg: от 25 до 30 мг/л, Fe: от 5 до 15 мг/л и, необязательно, Na: от 6500 до 8500 мг/л; и/или

вода обратного притока содержит: Al: по меньшей мере 5 ч./млн, Fe: по меньшей мере 100 ч./млн, V: от 0 до 150 ч./млн, Ca: по меньшей мере 50 ч./млн и K: по меньшей мере 100 ч./млн.

Пласт предпочтительно представляет собой пласт, имеющий тенденцию к образованию "необычного полутвердого" и/или "каучукоподобного материала", упоминаемого в документе SPE-173594-MS.

Способ согласно первому аспекту предпочтительно включает разрыв подземного пласта в соответствии с методикой, включающей приведение пласта в контакт с жидкостью (А) (которая предпочтительно представляет собой жидкость для гидроразрыва). Способ предпочтительно включает разрыв подземного пласта, в котором пробурена скважина, посредством закачивания в скважину жидкости (А) под дав-

лением, достаточным для образования сети трещин. Полимер (PP) предпочтительно специально адаптирован для применения в способе разрыва с использованием реагента на водной основе.

Второй аспект изобретения относится к применению полимера (PP) и/или жидкости (A), описанной в первом аспекте, для обработки подземного пласта, например пласта, который может иметь тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, как описано в настоящей работе и в документе SPE-173594-MS.

Подземный пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, может представлять собой формацию, которая представляет собой пласт, в котором ранее уже наблюдали тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, или пласт, в минералогическом отношении близкий к пласту, в котором ранее уже наблюдали тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества. Пласт может представлять собой формацию, расположенную вблизи (например, в пределах 10 км, например, в пределах 5, 2, 1 км или 500 м от) скважины, в которой ранее уже наблюдали образование нежелательного гелеобразного вязкого вещества.

Подземный пласт, имеющий тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, может быть пластом, рассмотренным в первом аспекте.

Третий аспект изобретения относится к модулю для обработки подземного пласта вышеописанным способом, расположенному так, что он граничит с подземным пластом, например, с пластом, который имеет тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, включающего липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа, описанного в настоящей работе и, например, в документе SPE-173594-MS, где модуль установлен для подачи жидкости (A) в пласт, и модуль включает:

(I) емкость, содержащую жидкость (A), включающую полимер (PP), который представляет собой сополимер акриламида-метил-пропансульфоната и акриламида, описанный выше при описании первого аспекта;

(II) устройство для подачи воды;

(III) насос (P1) для дозирования жидкости (A) из емкости в устройство для подачи воды для создания по меньшей мере части жидкости для гидроразрыва;

(IV) трубопровод для подачи в пласт жидкости для гидроразрыва; и

(V) насос (P2) для ввода в пласт жидкости для гидроразрыва через трубопровод.

Любой аспект любого примера осуществления изобретения, описанного в настоящей работе, может быть скомбинирован, с учетом необходимых поправок, с любым признаком, рассмотренным в любом другом аспекте любого примера осуществления изобретения, описанного в настоящей работе.

Ниже рассмотрены конкретные неограничивающие примеры осуществления настоящего изобретения.

Описание примеров осуществления изобретения

В приведенных ниже примерах был приготовлен базовый раствор, содержащий железо, который применяли для испытания понизителей трения с целью определения степени протекания нежелательного взаимодействия понизителей трения с железом, которое приводит к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, включающего железо, как описано в настоящей работе.

Пример 1. Анализ воды, применяемой в экспериментах.

Химический состав воды определяли способом индуктивно связанной плазмы - оптической эмиссионной спектроскопии (англ. Inductively Coupled Plasma - Optical Emission Spectroscopy, сокр. ICP-OES). Образцы воды кипятили с концентрированной азотной кислотой и затем анализировали с помощью устройства Spectro Arcos ICP-OES. Для обеспечения точности каждый образец воды анализировали трижды в трех различных разбавлениях.

В деионизированной воде определяли содержание ионов, поскольку эту воду использовали для приготовления раствора, содержащего ионы железа(III), применяемого в последующих процедурах. Кроме того, содержание ионов определяли в "водопроводной воде Woodlands".

Результаты представлены в таблице.

Наименование образца	Деионизированная вода	Водопроводная вода Woodlands
Дата отбора образца	Январь 2019 г.	
Параметры	Для получения раствора железа (III) концентрацией 10000 частей на миллион	Для получения различных растворов железа (III)
Свойства (72°F, что соответствует 22°C):		
рН	-	7,98
Удельная масса	1,00	1,00
Плотность (фунт массы/галлон)	8,33	8,33
Общее содержание растворенных твердых веществ (части на миллион)	0,17	368
Катионная жесткость (мг/л):		
Кальций (Ca ⁺²)	0,00	12,42
Магний (Mg ⁺²)	0,00	1,14
Барий (Ba ⁺²)	0,00	0,06
Стронций (Sr ⁺²)	0,00	0,10
Анионы (мг/л):		
Хлориды (Cl ⁻)	0,00	41,66
Сульфаты (SO ₄ ⁻²)	0,12	11,90
Фосфат (PO ₄ ⁻³)	0,00	0,06
Щелочность (мг/л):		
Бикарбонаты (HCO ₃ ⁻)	-	201
Карбонаты (CO ₃ ⁻²)	-	0
Гидроксид (OH ⁻)	-	0
Выбранные ионы (мг/л):		
Натрий (Na ⁺)	0,00	87,53
Бор (B ⁺³)	0,04	0,11
Железо (Fe ⁺² , Fe ⁺³)	0,00	0,02
Другие катионы (мг/л):		
Алюминий (Al ⁺)	0,00	0,01
Калий (K ⁺)	0,00	2,65
Литий (Li ⁺)	0,00	0,01
Марганец (Mn ⁺)	0,00	0,00
Кремний (Si ⁺⁴)	0,00	7,85
Цинк (Zn ⁺²)	0,00	0,02

"-" не указано.

Пример 2. Общая процедура получения растворов понизителей трения.

Базовые растворы выбранных понизителей трения по 2000 мл каждый готовили в водопроводной воде Woodlands при перемешивании верхней мешалкой с крестовидной крыльчаткой. Водопроводную воду наливали в двухлитровый полимерный лабораторный стакан с помощью двухлитровой мерной колбы. При перемешивании воронка образовывалась в точке, лежащей на приблизительно 75% глубины, считая от поверхности жидкости, что позволяло избежать захвата воздуха. По боковой стенке воронки добавляли требуемое количество понизителя трения (1000 ч./млн) и оставляли смешиваться до начала схлопывания воронки (приблизительно 1,5 мин). Скорость смесителя уменьшали вдвое и более медленное перемешивание продолжали в течение еще 1,5 мин.

Пример 3. Общая процедура получения базового раствора, содержащего железо(III).

С помощью мерной колбы объемом 250 мл готовили 250 мл базового раствора, содержащего 10000 ч./млн железа(III) в деионизированной воде. Для этого колбу заполняли водой до риски при 21,1°C. В вытяжном шкафу добавляли 12,1029 г FeCl₃·6H₂O. Колбу закупоривали и осторожно переворачивали и покачивали в вытяжном шкафу для выпуска газов из раствора. Измеряли и записывали рН и плотность базового раствора.

Пример 4. Исследование взаимодействий железа - общая процедура.

Готовили 50 мл раствора, содержащего 50 ч./млн Fe(III) и 950 ч./млн выбранного понизителя. Раствор оставляли выстаиваться при 70°C в течение 48 ч. Спустя 48 ч раствор взбалтывали и оставляли выстаиваться в течение 15 мин, после чего определяли степень образования твердого вещества.

Примеры 5-7. Испытание понизителей трения.

Три понизителя трения исследовали в соответствии с общей процедурой, описанной в Примере 4, и

получили следующие данные:

No. примера	Описание
5	Сополимер акриламида и ATBS (Acrylamide tertiary-butyl sulfonic acid, т.е. акриламид-трет-бутил-сульфоновой кислоты), CAS No. 38193-60-1, коммерчески поставляемый как полимер, имеющий 30% содержание ATBS с мол. массой MW, составляющей от $4,5 \times 10^6$ до 7×10^6 Дальтон
6 (Сравнительный)	Анионный понизитель трения, представляющий собой сополимер акриламида и акриловой кислоты, содержащий 30% мол. акриловой кислоты с мол. массой MW, составляющей от 15×10^6 до 20×10^6 Дальтон (CAS No. 25987-30-8)
7 (Сравнительный)	Катионный понизитель трения, представляющий собой сополимер акриламида и диметиламиноэтилакрилата (англ. dimethylaminoethyl acrylate, сокр. ADAM), содержащий 30% мол. ADAM и имеющий мол. массу MW, составляющую от 10×10^6 до 15×10^6 Дальтон (CAS No. 69418-26-4)

После нагревания (80°C) в течение ночи (8-10 ч) все растворы полимеров содержали оранжевый осадок на дне лабораторных бутылей; осадок исчезал при встряхивании только в Примере 5. Напротив, в Примерах 6 и 7 испытуемые жидкости содержали диспергированные в них флокулированные гелеобразные частицы.

Из приведенных выше результатов ясно, что отсутствие флокулированных гелеобразных частиц в Примере 5 указывает на устойчивость к коагуляции/флокуляции присутствующих соединений железа. Таким образом, предположительно, сополимер Примера 5 снижает вероятность образования нежелательного гелеобразного вязкого вещества, содержащего железо, как описано в настоящей работе.

Изобретение не ограничено деталями описанного выше примера (примеров) осуществления. Изобретение включает любой новый признак или любую новую комбинацию признаков, рассмотренных в настоящей работе (включая любые прилагаемые пункты формулы изобретения и реферат), или любой новый этап или любую новую комбинацию этапов любого раскрытого способа.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обработки подземного пласта, имеющего тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, которое включает липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа, где способ включает приведение пласта в контакт с жидкостью (A), включающей полимер (PP), который представляет собой сополимер акриламидо-метилпропансульфоната и акриламида, причем полимер (PP) имеет молекулярную массу в диапазоне от 1000000 до 50000000 Да, определенную способом измерения характеристической вязкости в соответствии со стандартом ISO 1628/1-1984-11-01 и с использованием корреляции между характеристической вязкостью и молекулярной массой согласно уравнению Марка-Хувинка.

2. Способ по п.1, в котором подземный пласт представляет собой пласт, в котором ранее уже наблюдали тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества.

3. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором полимер (PP) представляет собой сополимер 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты и акриламида.

4. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором полимер (PP) включает от 5 до 40 мол.% акриламидо-метилпропансульфонатных повторяющихся звеньев и от 60 до 90 мол.% акриламидных повторяющихся звеньев.

5. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором полимер (PP) не включает фосфонатный фрагмент и/или не включает катионный фрагмент, за исключением фрагмента, присутствующего в виде части цвиттер-иона, и/или не включает свободных четвертичных аммониевых групп.

6. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором молекулярная масса полимера (PP) составляет от 2000000 до 10000000 Да и полидисперсность полимера (PP) составляет от 1 до 7.

7. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором жидкость (A) включает от 100 до 10000 ч./млн полимера (PP) и включает до 95 мас.%. воды.

8. Способ по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что в указанном способе в жидкость (A) добавляют один или совокупность пропантов, причем размер частиц пропанта составляет по меньшей мере 140 меш американской шкалы для измерения частиц (приблизительно 0,105 мм).

9. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором единственным полимером для снижения трения в жидкости (A) является полимер (PP) и/или жидкость (A) не включает:

катионных полимеров, содержащих гидролизуемую группу в боковой группе, подвешенной к основной цепи полимера; и/или

анионных полимеров, содержащих боковую группу, образующую комплексы с железом; и/или

полимеров, которые включают Р-содержащую функциональную группу, такую как группа на осно-

ве фосфоновой кислоты.

10. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором (а) измельченный образец керна пласта имеет одну или более следующих характеристик:

общая растворимость в кислотах - от 15 до 60 мас.%;

растворимость в HCl - от 2 до 25 мас.%;

растворимость в HF - от 12 до 50 мас.%;

11. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором:

(b) порода пласта включает породу, включающую минерал, содержащий $Fe(II)S_2$, в концентрации, превышающей 0,1 мас.%; и/или

(c) порода пласта включает пирит и/или марказит; и/или

(d) порода пласта включает полевошпатовый шпат; и/или

(e) общее содержание органических веществ в породе пласта составляет от 0,5 до 9 мас.%;

12. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором:

(f) общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) в пластовой воде составляет по меньшей мере 5000 ч./млн;

(g) после разрыва, согласно анализу воды обратного притока под действием индуктивно связанной плазмы (ICP), жидкость включает одно или более следующих веществ (в частности, все):

Al: по меньшей мере 5 и менее 250 ч./млн;

V: от 0 до 150 ч./млн;

Va: от 0 до 50 ч./млн;

Ca: по меньшей мере 50 ч./млн;

Fe: по меньшей мере 100 и менее 1500 ч./млн;

K: по меньшей мере 100 ч./млн;

Sr: от 0 до 100 ч./млн.

13. Способ по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что способ включает разрыв подземного пласта способом, включающим приведение пласта в контакт с жидкостью (A) и разрыв подземного пласта посредством закачивания жидкости (A) в скважину под давлением, достаточным для образования сети трещин.

14. Применение полимера (PP), который представляет собой сополимер акриламида-метилпропансульфоната и акриламида, причем указанный полимер (PP), имеет молекулярную массу в диапазоне от 1000000 до 5000000 Да, для обработки подземного пласта, который имеет тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, которое включает липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа, где молекулярная масса определена способом измерения характеристической вязкости в соответствии со стандартом ISO 1628/1-1984-11-01 и с использованием корреляции между характеристической вязкостью и молекулярной массой согласно уравнению Марка-Хувинка.

15. Модуль для обработки подземного пласта способом по любому из пп.1-13, расположенный так, что он граничит с подземным пластом, который имеет тенденцию к образованию нежелательного гелеобразного вязкого вещества, которое включает липкое гелеобразное полутвердое вещество, содержащее железо или соединение железа, где модуль установлен для подачи жидкости (A) в пласт и включает:

(I) емкость, содержащую жидкость (A), включающую полимер (PP), который представляет собой сополимер акриламида-метилпропансульфоната и акриламида с молекулярной массой от 1000000 до 5000000 Да;

(II) устройство для подачи воды;

(III) насос (P1) для дозирования жидкости (A) из емкости в устройство для подачи воды для создания по меньшей мере части жидкости для гидроразрыва;

(IV) трубопровод для подачи в пласт жидкости для гидроразрыва;

(V) насос (P2) для ввода в пласт жидкости для гидроразрыва через трубопровод.

