



(51) МПК
E21B 43/26 (2006.01)
E21B 43/267 (2006.01)
C09K 8/68 (2006.01)
C09K 8/80 (2006.01)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
 ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: **2007107077/03**, **25.07.2005**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
25.07.2005

(30) Конвенционный приоритет:
27.07.2004 US 10/899,897

(43) Дата публикации заявки: **10.09.2008**

(45) Опубликовано: **27.12.2009** Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о
 поиске: **EP 0725206 A2**, **01.08.1995**. **RU 2173772**
C2, **20.09.2001**. **RU 2139424 C1**, **10.10.1999**. **RU**
2217585 C1, **27.11.2003**. **US 5393439 A**,
28.02.1995. **US 5616541 A**, **01.04.1997**.

(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную
 фазу: **27.02.2007**

(86) Заявка РСТ:
GB 2005/002906 (25.07.2005)

(87) Публикация РСТ:
WO 2006/010912 (02.02.2006)

Адрес для переписки:
129090, Москва, ул. Б.Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры", пат.пов. А.В.Мишу

(72) Автор(ы):

ЛОРД Пол Д. (US),
УОЛТМЕН Родни Б. (US),
РИТТЕР Дэвид В. (US),
ВИТТХАЛ Санджай (US)

(73) Патентообладатель(и):

ХЭЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ СЕРВИСИЗ,
ИНК. (US)

**(54) ЗАГУЩЕННЫЕ ФЛЮИДЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПЛАСТОВ И СПОСОБЫ ИХ
 ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам обработки подземных пластов. Технический результат - снижение давления на поверхности, необходимого для создания одного или нескольких разломов, и соответственно доступность оборудования, снижение расходов на гидроразрыв и заполнение разлома. В одном варианте изобретение относится к способу гидроразрыва части подземного пласта, который включает использования загущенного флюида для обработки пласта,

который содержит водный раствор одной соли, имеющий плотность больше 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель, и осуществление контакта части подземного пласта с указанным флюидом для создания или увеличения одного или нескольких разломов, указанный флюид в ствол скважины, который проходит через часть подземного пласта, подлежащего гидроразрыву, при давлении на поверхности менее примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм. В других вариантах изобретение относится к способу наполнения

разлома подземного пласта и к способу снижения давления на поверхности, необходимого для создания одного или

нескольких разломов в части подземного пласта. Изобретение развито в зависимых пунктах. 3 н. и 63 з.п. ф-лы, 2 табл., 2 ил.

RU 2 3 7 7 4 0 3 C 2

RU 2 3 7 7 4 0 3 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
E21B 43/26 (2006.01)
E21B 43/267 (2006.01)
C09K 8/68 (2006.01)
C09K 8/80 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2007107077/03, 25.07.2005**
 (24) Effective date for property rights:
25.07.2005
 (30) Priority:
27.07.2004 US 10/899,897
 (43) Application published: **10.09.2008**
 (45) Date of publication: **27.12.2009 Bull. 36**
 (85) Commencement of national phase: **27.02.2007**
 (86) PCT application:
GB 2005/002906 (25.07.2005)
 (87) PCT publication:
WO 2006/010912 (02.02.2006)
 Mail address:
129090, Moskva, ul. B.Spaskaja, 25, str.3, OOO
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery",
pat.pov. A.V.Mitsu

(72) Inventor(s):
LORD Pol D. (US),
UOLTMEN Rodni B. (US),
RITTER Dehvid V. (US),
VITTKhAL Sandzhaj (US)
 (73) Proprietor(s):
KhEhLLIBERTON EhNERDZhi SERVISIZ,
INK. (US)

(54) THICKEN FLUIDS FOR RESERVOIR TREATMENT AND METHODS OF THEIR USE

(57) Abstract:
 FIELD: oil-and-gas production.
 SUBSTANCE: invention related to methods of underground reservoir treatment. At one version it referred to hydraulic fracturing of underground reservoir part, which includes thicken fluid use for reservoir treatment, which contains one salt water solution, with density greater than 9 pounds per gallon, and bonded thickener, and creating contact of underground reservoir part with mentioned above fluid for generation or expansion one or number of cracks, mentioned fluid in to bore hole, which passes though underground reservoir part, on which

hydraulic fracturing applied, at surface pressure less than approximately 25000 pounds per square inch. In other versions the invention related to method of underground reservoir crack filling in and method of surface pressure decrease, necessary for creation of one or number of cracks in underground reservoir part. Invention develops in formula subclaime.

EFFECT: surface pressure decrease, which is necessary for creation of one or number of cracks and equipment accessibility accordingly, hydraulic fracturing and crack filling in expense cutting.

66 cl, 2 tbl, 3 ex, 2 dwg

RU 2 3 7 7 4 0 3 C 2

RU 2 3 7 7 4 0 3 C 2

Уровень техники изобретения

Настоящее изобретение относится к способам обработки подземных пластов. В частности, настоящее изобретение относится к способам использования загущенных флюидов для обработки пластов, которые содержат водный раствор одной соли, имеющий плотность больше, чем примерно 9 фунтов на галлон (фунт/галлон).

Возбуждение скважины, такое как операции гидроразрыва, обычно предусматривает использование загущенного флюида для обработки пласта. Операции гидроразрыва обычно включают нагнетание вязкой жидкости для гидроразрыва в подземный пласт при достаточном гидравлическом давлении для создания или увеличения одной или нескольких трещин или «разломов» подземного пласта. Жидкость для гидроразрыва имеет вязкость, достаточную для доставки частиц расклинивающего наполнителя, по меньшей мере, к одному разлому, а также для сохранения целостности тех разломов, которые образуются при приложении гидравлического давления. Как только образуется или увеличивается, по меньшей мере, один разлом и частицы расклинивающего наполнителя по существу оказываются на месте, вязкость жидкости для расклинивания может быть понижена и флюид добывается из пласта. Операции гидроразрыва могут осуществляться в различных скважинах, включая эксплуатационные скважины, расположенные в нефтяных и/или газовых пластах, и в нагнетательных скважинах, используемых в операциях вторичной и третичной добычи.

Другой обработкой для возбуждения скважины, предусматривающей использование загущенных флюидов для обработки пласта, является операция заполнения разлома. В процессе заполнения разлома операция гидроразрыва сочетается с операцией гравийной набивки для обеспечения увеличения добычи и создания кольцевого заполнения для предупреждения и/или снижения выноса песка. Гравийная набивка представляет собой способ регулирования образования частиц (например, песка) в неконсолидированной части подземного пласта. Неконсолидированные части подземного пласта включают те, которые содержат частицы рыхлого пласта, и те, в которых связанные частицы пласта имеют недостаточную прочность связи, чтобы выдерживать силы, возникающие при добыче флюидов через них. Обычно гравийная набивка включает размещение фильтровального слоя, содержащего гравий, вблизи ствола скважины для того, чтобы создать физический барьер для прохождения частиц неконсолидированного пласта при добыче углеводородов. Фильтрующий слой может быть размещен нагнетанием и размещением гравия в области соседней со стволом скважины в неконсолидированной части подземного пласта.

Скважинное давление, необходимое для создания или увеличения одного или нескольких разломов в подземном пласте, является функцией гидростатического давления (например, массы гидростатического столба) и давления на поверхности, обеспечиваемых нагнетательным оборудованием, а не потерей давления при трении, частично вследствие системы труб и другого скважинного оборудования, при прохождении через них жидкости для гидроразрыва. В настоящее время бурят и заканчивают более глубокие скважины. Например, пробурены и закончены скважины глубиной 30000 футов или больше. Обычно чем больше глубина пробуриваемой скважины в подземном пласте, тем более высокое скважинное давление требуется для гидроразрыва пласта, что, в свою очередь, при использовании обычных жидкостей для гидроразрыва требует более высоких давлений на поверхности для достижения необходимых скважинных давлений. Кроме того, в зависимости от характеристик

скважины, потери давления вследствие трения могут быть больше в некоторых скважинах, что также может потребовать более высокого давления на поверхности при использовании традиционных жидкостей для гидроразрыва для достижения необходимого скважинного давления. Например, величины давления на поверхности могут достигать 20000 фунтов на квадратный дюйм (фунт/кв.дюйм) и больше при использовании существующих жидкостей для гидроразрыва при бурении и заканчивании более глубоких скважин. Однако давление на поверхности может ограничиваться номинальными значениями давления, обеспечиваемого оборудованием на поверхности, таким как насосы, манифольды, линии обработки, устье скважины, противовыбросовые превенторы и т.п. Для прибрежных операций насосы и другое оборудование на поверхности обычно имеет ограничения приблизительно до 20000 фунт/кв.дюйм. Частично вследствие ограничений по объему и доступности гибких линий обработки с необходимыми повышенными номинальными значениями давления прибрежные операции в настоящее время могут быть ограничены величинами давлениями на поверхности приблизительно до 15000 фунт/кв.дюйм. Кроме того, помимо доступности оборудования на поверхности с повышенными номинальными значениями давления, другой недостаток повышения давления на поверхности заключается в том, что оборудование с повышенными номинальными значениями давления может повысить нежелательные расходы на гидроразрыв или операции заполнения разлома.

Другим путем достижения более высоких скважинных давлений, требуемых для гидроразрыва подземного пласта в более глубоких скважинах, является использование более плотной жидкости для обработки, чем обычно используются при гидроразрыве и/или операциях заполнения скважины гравием, так что может быть достигнуто более высокое гидростатическое давление. Кроме того, при увеличении гидростатического давления можно достичь необходимого скважинного давления без нежелательного увеличения давлений на поверхности. Традиционные загущенные флюиды для обработки, использованные в таких операциях, могут быть составлены при использовании солевых растворов низкой концентрации, имеющих плотность менее чем примерно 9 фунтов на галлон. Чтобы достичь желательной вязкости загущенного флюида для обработки, помимо транспортировки частиц расклинивающего наполнителя и снижения просачивания в пласт, загущенные флюиды для обработки дополнительно могут содержать загустители, такие как водорастворимые полимеры (например, гуаровые камеди, производные целлюлозы, биополимеры и т.п.). Загущенные флюиды для обработки пластов, которые содержат водные растворы одной соли с большей плотностью, чем обычно используемые при гидроразрыве и/или операции заполнения разлома, до сих пор использовали для обеспечения регулирования потерь жидкости в подземных операциях. Данные жидкости обычно содержат водный раствор одной соли, имеющий плотность больше, чем примерно 9 фунтов на галлон, несшитый загуститель и другие обычные компоненты. В альтернативном варианте загуститель может быть сшитым. Однако данные загущенные флюиды для обработки пластов, которые содержат водный раствор одной соли, имеющие плотность больше, чем примерно 9 фунтов на галлон, до сих пор не использовали при гидроразрыве и/или операциях заполнения разломов.

Краткое изложение сущности изобретения

Настоящее изобретение относится к способам обработки подземных пластов. В частности, настоящее изобретение относится к способам использования загущенных флюидов для обработки скважин, которые включают водный раствор одной соли,

имеющий плотность больше примерно 9 фунтов на галлон (фунт/галлон).

В одном варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу гидроразрыва части подземного пласта, который включает получение загущенного флюида для обработки, содержащего водный раствор одной соли, имеющий
5 плотность больше 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель, и осуществление контакта части подземного пласта с загущенным флюидом для обработки, чтобы создать или увеличить один или несколько разломов в нем, причем загущенный флюид для обработки вводят в ствол скважины, который проникает в часть
10 подземного пласта, подлежащего гидроразрыву, при давлении на поверхности меньше, чем примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм.

В другом варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу заполнения разлома подземного пласта, который включает получение загущенного флюида для обработки, содержащего водный раствор одной соли, имеющий
15 плотность больше, чем 9 фунтов на галлон, сшитый загуститель и гравий, и осуществление контакта части подземного пласта с загущенным флюидом для обработки, чтобы создать или увеличить один или несколько разломов в нем, причем загущенный флюид для обработки вводят в ствол скважины, который проникает в
20 часть подземного пласта, подлежащую гидроразрыву, при давлении на поверхности менее примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм.

В другом варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу снижения давления на поверхности, необходимого для создания одного или нескольких разломов в части подземного пласта, который включает использование загущенного флюида для обработки для создания или увеличения одного или
25 нескольких разломов в части подземного пласта, загущенный флюид для обработки содержит водный раствор одной соли, имеющий плотность больше 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель.

Отличительные признаки и преимущества настоящего изобретения будут легко понятны специалистам в данной области при чтении описания вариантов осуществления, которое представлено ниже.

Краткое описание чертежей

30 Более полное понимание сущности настоящего изобретения и его преимущества могут быть понятны при рассмотрении следующего описания в сочетании с прилагаемыми чертежами, на которых:

фиг.1 представляет собой график зависимости давления на поверхности и скорости расхода суспензии от времени для операции моделированного гидроразрыва с
40 использованием известного загущенного флюида для обработки;

фиг.2 представляет собой график зависимости давления на поверхности и скорости расхода суспензии от времени для операции моделированного гидроразрыва согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

Хотя настоящее изобретение может быть подвергнуто различным модификациям и альтернативным формам осуществления, конкретные варианты его осуществления
45 показаны на примерах чертежей и подробно описаны. Однако следует понимать, что представленное здесь описание конкретных вариантов осуществления не ограничивает сущности изобретения конкретными рассмотренными вариантами, а,
50 наоборот, изобретение охватывает все модификации, эквивалентные решения и альтернативные варианты в пределах сущности и объема притязаний изобретения, определенного прилагаемой формулой изобретения.

Подробное описание изобретения

Настоящее изобретение относится к способам обработки подземных пластов. В частности, настоящее изобретение относится к способам использования загущенных флюидов для обработки, которые включают водный раствор одной соли, имеющий плотность больше примерно 9 фунтов на галлон (фунт/галлон).

Загущенные флюиды для обработки настоящего изобретения обычно содержат водный раствор одной соли, имеющий плотность больше примерно 9 фунт/галлон, и сшитый загуститель. Поскольку загущенные флюиды для обработки предусматривают использование более густого водного флюида, чем тот, который может быть традиционно использован при гидроразрыве и операциях заполнения разломов, загущенные флюиды для обработки могут быть использованы в тех операциях, где желательно снизить требуемое давление на поверхности при проведении данной операции. Давление на поверхности может быть снижено вследствие повышенного гидростатического давления, обусловленного использованием более плотного флюида. Необязательно загущенные флюиды для обработки могут дополнительно содержать частицы расклинивающего наполнителя, разжижители, буферы pH, регуляторы pH и катализаторы. Кроме того, многочисленные дополнительные добавки, пригодные для использования в выбранной операции, при желании могут быть включены в состав загущенного флюида для обработки.

Обычно водным раствором одной соли загущенных флюидов для обработки пластов настоящего изобретения может быть любой подходящий водный раствор одной соли, который имеет подходящую плотность, так что оказывается возможным достичь требуемого скважинного давления без превышения номинальных значений давления на поверхности, обеспечиваемых оборудованием на поверхности. В некоторых вариантах осуществления изобретения водный раствор одной соли имеет плотность больше, чем примерно 9 фунт/галлон. В другом варианте осуществления изобретения водный раствор одной соли имеет плотность больше, чем примерно 10 фунт/галлон. В другом варианте осуществления изобретения водный раствор одной соли имеет плотность больше, чем примерно 11 фунт/галлон. Обычно водный раствор одной соли содержит воду и соль. Могут присутствовать и другие компоненты, если такие компоненты не взаимодействуют нежелательным образом с загущенным флюидом для обработки пласта. Вода может быть взята из любого источника, при условии, что она не содержит избытка соединений, которые могут отрицательно повлиять на другие компоненты водного раствора одной соли или загущенного флюида для обработки пласта. Подходящие соли могут содержать катионы лития, натрия, калия, цезия, магния, кальция или цинка и анионы хлора, брома, йода, формиата, нитрата, ацетата, цианата, тиоцианата или цинкового комплекса. Примеры подходящих солей, которые содержат вышеперечисленные анионы и катионы, включают, но не ограничивают ими объема притязаний, бромид лития, хлорид лития, формиат лития, нитрат лития, бромид кальция, хлорид кальция, нитрат кальция, формиат кальция, бромид натрия, хлорид натрия, формиат натрия, нитрат натрия, хлорид калия, бромид калия, нитрат калия, формиат калия, нитрат цезия, формиат цезия, хлорид цезия, бромид цезия, хлорид магния, бромид магния, хлорид цинка и бромид цинка. Конкретная соль и ее концентрация в водном растворе одной соли могут быть подобраны с учетом, помимо других вещей, данных ограничений оборудования и/или желательных величин давлений на поверхности.

Подходящие сшитые загустители, которые могут быть использованы в загущенных флюидах для обработки пластов настоящего изобретения, включают многообразные

загустители, которые при сшивании могут придавать повышенную вязкость флюидам на водной основе. Примеры подходящих загустителей включают, но не ограничивают объема притязаний, галактоманнанные камеди, производные галактоманнанных камедей, производные целлюлозы, ксантановые камеди, склероглюкан, 5 сукциноглюкан и их комбинации. Подходящие галактоманнанные камеди включают, но не ограничивают объема притязаний, аравийскую камедь, индийскую камедь, карайя-камедь, тамариндовую камедь, трагакантовую камедь, гуаровую камедь, камедь плодов рожкового дерева и т.п. Подходящие производные галактоманнанных камеди включают, но не ограничивают объема притязаний, производные гуаровой 10 камеди, такие как гидроксипропилгуар ("HPG"), карбоксиметилгидроксипропилгуар ("СМНРО") и карбоксиметилгуар ("СМГ"). Подходящие производные целлюлозы включают, но не ограничивают объема притязаний, гидроксиэтилцеллюлозу ("НЕС"), привитую гидроксиэтилцеллюлозу, 15 карбоксиметилцеллюлозу и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозу. В других вариантах осуществления изобретения загуститель может быть деполимеризован. Термин «деполимеризован», использованный в настоящем описании, обычно относится к снижению молекулярной массы загустителя. Деполимеризованные 20 полимеры описаны в патенте Соединенных Штатов №6488091, сущность которого включена в данное описание в качестве ссылки.

Загуститель может быть сшитым любым подходящим сшивающим агентом или методом. В некоторых вариантах осуществления изобретения сшивающий агент может быть использован для структурирования загустителя с образованием сшитого 25 загустителя. В определенных вариантах осуществления изобретения загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения могут быть получены при контактировании водного раствора одной соли, содержащего загуститель со сшивающим агентом, и обеспечении образования сшитого гелеобразующего агента. 30 Множество сшивающих агентов пригодно для использования при сшивании загустителей настоящего изобретения. Примеры подходящих сшивающих агентов включают, но не ограничивают объема притязаний изобретения, соединения, выделяющие бораты, и соединения, которые выделяют ионы переходных металлов при растворении в водной жидкости. Подходящие соединения, выделяющие бораты, 35 включают, но не ограничивают объема притязаний изобретения, борную кислоту, тетрагидрат динатрий октабората, диборат натрия, уллексит и колеманит. Примером подходящего соединения, выделяющего борат-ион, является коммерчески доступный под торговым названием "НМР™ Link" сшивающий агент от фирмы Halliburton Energy 40 Services, Duncan, Oklahoma. Другой пример подходящего соединения, выделяющего борат, коммерчески доступен под торговым названием "CL-38™" структурирующий агент на основе бората замедленного действия от фирмы Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma. Подходящие соединения, которые выделяют ионы переходных металлов, включают, но не ограничивают объема притязаний, 45 соединения, способные образовывать ионы циркония, такие как, например, лактат циркония, триэтанолламин лактата циркония, карбонат циркония, ацетилацетонат циркония и диизопропиламин лактата циркония; соединения, способные образовывать ионы титана, такие как, например, аммонийлактат титана, триэтанолламин титана, ацетилацетонат титана; соединения алюминия, такие как, например, лактат алюминия или цитрат алюминия; соединения, способные образовывать ионы железа, такие как, 50 например, хлорид железа; соединения, способные образовывать ион хрома, такие как, например, цитрат хрома III; или соединения, способные образовывать ионы сурьмы.

Обычно структурирующий агент в некоторых вариантах осуществления может быть добавлен в водный раствор соли, содержащий загуститель, в количестве, достаточном, чтобы обеспечить желательную степень поперечного сшивания. Любой специалист в данной области, учитывая сущность настоящего изобретения, будет способен
5 определить соответствующее количество и тип структурирующего агента для использования в конкретной области применения.

Загуститель следует добавлять к водному раствору одной соли в количестве, достаточном для образования желательного загущенного флюида для обработки
10 пласта. Как будет понятно любому специалисту в данной области, количество загустителя для использования будет зависеть от ряда факторов, включающих конкретный тип выбранного загустителя, температуру скважин, рН, условия скважины и желательную вязкость флюида. В некоторых вариантах осуществления загуститель может быть добавлен к водному раствору одной соли в количестве,
15 лежащем в интервале от примерно 10 фунтов до примерно 200 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли. В других вариантах осуществления загуститель может быть добавлен к водному раствору одной соли в количестве, лежащем в интервале от примерно 15 до примерно 80 фунтов на 1000 галлонов
20 водного раствора одной соли. Как будет рассмотрено более подробно далее по тексту, загуститель в некоторых вариантах осуществления сначала может быть получен в концентрате флюида для обработки перед объединением с водным раствором одной соли.

Загущенные флюиды для обработки пластов необязательно могут содержать сыпучий (в виде частиц) расклинивающий наполнитель, пригодный для использования в подземных пластах. Пригодный сыпучий (в виде частиц) расклинивающий наполнитель включает, но не ограничивает объема притязаний, гравий, природный песок, кварцевый песок, сыпучий гранат, стекло, измельченную скорлупу грецкого
25 ореха, гранулы нейлона, гранулы алюминия, боксит, керамический наполнитель, полимерные материалы, их комбинации и т.п. Любой специалист в данной области, основываясь на преимуществах сущности настоящего изобретения, сможет определить соответствующий тип, размер и количество сыпучего расклинивающего наполнителя для использования в сочетании с загущенным флюидом для обработки
30 пластов настоящего изобретения для достижения желательного результата. В некоторых вариантах осуществления использованный сыпучий расклинивающий наполнитель может быть включен в состав загущенного флюида для обработки пластов настоящего изобретения с образованием скважинного гравийного пакера или
40 в качестве расклинивающего наполнителя в операциях гидроразрыва. В некоторых вариантах осуществления данные сыпучие материалы могут быть покрыты смолами, повысителями клейкости, поверхностными модифицирующими агентами или их комбинацией, например, для консолидации сыпучей скважины. Данные покрытия, если они применены, не должны нежелательным образом взаимодействовать с
45 сыпучим расклинивающим наполнителем или любыми другими компонентами загущенных флюидов для обработки пластов настоящего изобретения.

Загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения необязательно могут включать рН буферы. рН буфер может быть включен в
50 загущенный флюид для обработки пластов настоящего изобретения для поддержания рН в желательном диапазоне значений и, помимо этого, для увеличения стабильности загущенного флюида для обработки пласта. Примеры подходящих рН буферов включают, но не ограничивают объема притязаний, карбонат натрия, карбонат калия,

бикарбонат натрия, бикарбонат калия, диацетат натрия или калия, фосфат натрия или калия, гидрофосфат натрия или калия, дигидрофосфат натрия или калия, борат натрия, диацетат натрия или аммония, серную кислоту и т.п. рН буфер может
5 содержаться в загущенном флюиде для обработки пластов настоящего изобретения в количестве, достаточном для поддержания величины рН флюида для обработки пласта на желательном уровне. Основываясь на преимуществах сущности настоящего изобретения, любой специалист в данной области сможет выбрать соответствующий рН буфер и количество рН буфера для использования в выбранной области
10 применения.

Необязательно загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения дополнительно могут включать регулирующие величину рН соединения для корректировки рН загущенного флюида для обработки пласта до желательной
15 величины рН для поперечного сшивания и/или ускорения гидратации загустителя. Подходящие регулирующие величину рН соединения включают любое регулирующее рН соединение, которое отрицательно не взаимодействует с другими компонентами загущенного флюида для обработки пласта. Примеры подходящих соединений, регулирующих величину рН, включают, но не ограничивают объема притязаний, гидроксид натрия, гидроксид калия, гидроксид лития, карбонат натрия, карбонат
20 калия, фумаровую кислоту, муравьиную кислоту, уксусную кислоту, ангидрид уксусной кислоты, соляную кислоту, фтористоводородную кислоту, гидроксифторборную кислоту, полиаспарагиновую кислоту, полисукцинимид, диацетат аммония, диацетат натрия и сульфаминовую кислоту. Соответствующее
25 соединение, регулирующее рН, и его количество могут зависеть от характеристик и условий образования, выбранного загустителя и других факторов, известных специалистам в данной области, с учетом преимуществ сущности настоящего изобретения. Например, когда в качестве сшивающего агента используют соединение,
30 образующее борат-ион, рН загущенных флюидов для обработки пластов настоящего изобретения должно составлять величину выше примерно 8 и до примерно 12, чтобы ускорить поперечное сшивание загустителя. Специалисты в данной области при желании смогут, с учетом преимуществ сущности настоящего изобретения, скорректировать интервал величин рН загущенных водных флюидов настоящего
35 изобретения.

В некоторых вариантах осуществления изобретения после того, как загущенный флюид для обработки пласта осуществил свое желательное действие, его вязкость может быть снижена. Например, при подземных обработках и операциях, как только
40 вязкость снижена, загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения может быть выведен обратно на поверхность, а скважина может быть возвращена в режим добычи. Вязкость загущенных флюидов для обработки пластов может быть снижена различными способами. В некоторых вариантах осуществления разжижитель, способный снижать вязкость загущенных флюидов для обработки пластов в
45 желательный момент времени, может быть включен в состав загущенного флюида для обработки пласта для снижения его вязкости. В других вариантах осуществления соединения, способные снижать величину рН загущенных флюидов для обработки пластов в желательный момент времени могут быть добавлены в загущенный флюид
50 для обработки пласта для снижения его вязкости.

В некоторых вариантах осуществления загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения дополнительно могут включать разжижители. Любой разжижитель загущенных флюидов для обработки пластов, когда это желательно,

подходит для использования в композициях и способах настоящего изобретения. В некоторых вариантах осуществления могут быть использованы разрушители гелей замедленного действия, которые будут взаимодействовать с загущенными флюидами для обработки пластов после желательных промежутков времени задержки.

5 Подходящими разрушителями гелей замедленного действия могут быть материалы, которые полностью растворимы в загущенных флюидах для обработки пластов. Примеры подходящих разрушителей (разжижителей) замедленного действия включают, но не ограничивают объема притязаний, ферментные разрушители, такие как альфа- и бета-амилазы, амилоглюкозидаза, инвертаза, мальтаза, целлюлолаза и гемицеллюлолаза; такие кислоты, как малеиновая кислота и щавелевая кислота; и окислители, такие как хлорит натрия, бромат натрия, персульфат натрия, персульфат аммония, пероксид магния, лактоза, сульфат аммония и триэтанолламин. Примером подходящего разрушителя гелей замедленного действия является коммерчески доступный под торговым названием "VICON NI™" разрушитель от фирмы Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma. В некоторых вариантах осуществления данные разрушители замедленного действия могут быть инкапсулированы медленно растворяющимися в воде или другими подходящими материалами для инкапсулирования. Примеры водорастворимых и других аналогичных материалов для инкапсулирования, которые могут быть подходящими для данных целей, включают, но не ограничивают объема притязаний, пористые твердые материалы, такие как осажденный диоксид кремния, каучуки, поливинилиденхлорид (ПВДХ), нейлон, воски, полиуретаны, сложные полиэфиры, поперечносшитые частично гидролизованные акрилаты, другие полимерные материалы и т.п. Соответствующий разрушитель (разжижитель) и его количество могут зависеть от характеристик и условий образования, выбранного загустителя, рН загущенного флюида для обработки пласта и других факторов, известных специалистам в данной области, а также преимуществ сущности настоящего изобретения. В некоторых вариантах осуществления разжижитель может быть включен в состав загущенного флюида для обработки пласта настоящего изобретения в количестве, лежащем в интервале от примерно 0,1 галлона до примерно 100 галлонов на 1000 галлонов водного раствора одной соли.

В некоторых вариантах осуществления загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения могут содержать вызывающее разрушение связей соединение, которое способно снижать рН загущенного флюида для обработки пласта в желательный момент времени, вызывая разрушение поперечных связей загустителя. Например, когда используют некоторые агенты поперечного сшивания, такие как соединения, образующие борат-йоны, поперечные связи могут разрушаться (или распадаться) при снижении рН загущенного флюида для обработки пласта ниже примерно 8. Вызывающее разрушение связей соединение может содержать инкапсулированные регулирующие рН агенты или образующие кислоту биоразлагаемые материалы, способные взаимодействовать во времени в водной среде с образованием кислоты. В некоторых вариантах осуществления подходящие агенты, регулирующие величину рН, включают, но не ограничивают объема притязаний, фумаровую кислоту, муравьиную кислоту, уксусную кислоту, ангидрид уксусной кислоты, соляную кислоту, фтористоводородную кислоту, гидроксифторборную кислоту, полиаспарагиновую кислоту, полисукцинимид, их комбинации и т.п. В данных вариантах осуществления агенты, регулирующие величину рН, могут быть инкапсулированы при использовании любых подходящих методов инкапсулирования. Пояснительная методология инкапсулирования описана в патентах США №№5373901;

644316; 6527051 и 6554071, соответствующая сущность которых включена в настоящее описание в качестве ссылки. Кислотообразующие биоразлагаемые материалы также могут быть включены в загущенные флюиды для обработки пластов для снижения рН загущенного флюида для обработки пласта. Подходящие кислотообразующие биоразлагаемые материалы, которые могут быть использованы в соответствии с настоящим изобретением, представляют собой те материалы, которые по существу нерастворимы в воде, так что они скорее распадаются во времени, а не мгновенно образуют кислоту в водной среде. Примеры подходящих кислотообразующих биоразлагаемых материалов включают сложные ортоэфиры; поли(сложные ортоэфиры); лактиды; поли(лактиды); гликолиды; поли(гликолиды); замещенные лактиды, в которых замещенная группы включает водород, алкил, арил, алкиларил, гетероатомы ацетила и их смеси; по существу водонерастворимые ангидриды и поли(ангидриды). В зависимости от времени, необходимого для снижения вязкости, кислотообразующий биоразлагаемый материал может обеспечивать относительно быстрое разрушение или относительно медленное разрушение, например, в зависимости от конкретного выбранного кислотообразующего биоразлагаемого материала. Материалы, подходящие для использования в качестве кислотообразующих биоразлагаемых материалов настоящего изобретения, можно рассматривать как биоразлагаемые, если биоразложение обусловлено, помимо остального, химическими и/или радикальными процессами, такими как гидролиз, окисление или ферментативное разложение. Включение конкретного разрушителя связи и его количество могут зависеть от пластовых характеристик и условий, выбранного загустителя, конкретного агента поперечного сшивания и других факторов, известных специалистам в данной области, в сочетании с преимуществами сущности настоящего изобретения. В некоторых вариантах осуществления разрушитель может быть включен в загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения в количестве, лежащем в интервале значений от примерно 0,01 фунта до примерно 100 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли.

Загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения необязательно могут содержать катализатор. Использование катализатора является необязательным, но катализатор может быть включен в загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения для активации действия разрушителя, зависящего от рН загущенного флюида для обработки пласта и пластовых условий. Примеры подходящих катализаторов включают, но не ограничивают объема притязаний катализаторы на основе переходных металлов, таких как ацетат меди и кобальта. Пример подходящего катализатора на основе ацетата кобальта доступен под торговым названием "CAT-OS-1" от фирмы Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma. В некоторых вариантах осуществления катализатор может быть включен в загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения в количестве, лежащем в интервале величин от примерно 0,01 фунта до примерно 50 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли.

Дополнительные добавки могут быть включены в состав загущенных флюидов для обработки пластов настоящего изобретения, по мнению специалистов, в данной области соответствующие конкретной области использования с преимуществами сущности настоящего изобретения. Примеры таких добавок включают, но не ограничивают объема притязаний утяжелители, биоциды, стабилизаторы геля, поверхностно-активные вещества, ингибиторы образования отложений в трубах, пеногасители, вспениватели, регуляторы потерь флюида, ингибиторы набухания

сланца, радиоактивные метки, их комбинации и многочисленные другие добавки, пригодные для использования в подземных операциях.

Загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения могут быть получены любым подходящим способом. В некоторых вариантах осуществления 5 загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения могут быть получены на месте скважины. Как пример такого способа на месте использования, загуститель может быть объединен с водным раствором одной соли, как рассмотрено выше. Кроме того, дополнительные добавки, как рассмотрено выше, при желании 10 могут быть объединены с водным раствором одной соли. Чтобы получить загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения, агент поперечного сшивания, как рассмотрено выше, может быть добавлен к водному раствору одной соли, который содержит загуститель и другие дополнительные добавки.

В других вариантах осуществления концентрат флюида для обработки пласта 15 может быть получен объединением основной жидкости (например, воды) и загустителя, концентрат флюида для обработки пласта содержит основную жидкость и загуститель. Обычно водой в концентрате флюида для обработки пласта может быть свежая вода или вода, содержащая относительно небольшое количество растворенной соли или солей. В других вариантах осуществления изобретения водой в 20 концентрате флюида для обработки пласта может быть водный раствор одной соли. Загуститель может содержаться в концентрате флюида для обработки пласта в количестве, лежащем в интервале от примерно 40 фунтов до примерно 200 фунтов на 1000 галлонов основной жидкости. Кроме того, дополнительные добавки, 25 рассмотренные выше, которые могут быть включены в загущенные флюиды для обработки пласта настоящего изобретения, при желании могут быть добавлены к концентрату флюида для обработки пласта. В некоторых вариантах осуществления изобретения концентрат флюида для обработки пласта может быть получен на 30 отдельной производственной установке и перед использованием может храниться. Данные способы могут быть предпочтительными, например, когда данные концентраты флюида для обработки пласта должны использоваться на некотором расстоянии от берега, например, потому что оборудование и объемы хранения могут быть меньше. После приготовления концентрата флюида для обработки пласта 35 водный раствор одной соли, рассмотренный выше, может быть объединен с концентратом флюида для обработки пласта. Когда концентрат флюида для обработки пласта смешивают с водным раствором одной соли, то времени на гидратацию может не потребоваться, поскольку загуститель может быть уже по 40 существу полностью гидратированным. Кроме того, дополнительные добавки, рассмотренные выше, при желании могут быть объединены с водным раствором одной соли. Чтобы получить загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения, к водному раствору одной соли, который содержит загуститель и другие подходящие добавки, может быть добавлен сшивающий агент, как рассмотрено выше.

Загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения может быть 45 использован для осуществления различных процессов обработки подземной скважины, включая, но не ограничивая объема притязаний, операции гидроразрыва и операции заполнения разломов. В некоторых вариантах осуществления изобретения, где загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения используют 50 в операциях гидроразрыва, часть подземного пласта может быть приведена в контакт с загущенными флюидами для обработки пластов, чтобы создать или увеличить один или несколько разломов в нем, причем загущенные флюиды для обработки пластов

содержат водный раствор одной соли и сшитый загуститель. Желательный состав загущенных флюидов для обработки пластов будет определяться необходимостью достижения желательных реологических свойств и давлений. Конкретная соль в одном растворе одной соли и ее концентрация могут быть подобраны так, чтобы

5 оптимизировать номинальные значения параметров оборудования или желательные давления обработки на поверхности на уровне менее чем примерно 25000 фунт/кв.дюйм, в других вариантах осуществления менее чем примерно 20000 фунт/кв.дюйм и еще в других вариантах осуществления менее чем примерно 15000

10 фунт/кв.дюйм. Специалисты в данной области поймут, что загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения могут дополнительно содержать расклинивающий наполнитель в виде частиц. В выбранный момент времени или после желательного времени вязкость загущенного флюида для обработки пластов может быть снижена и загущенный флюид для обработки пласта может быть извлечен.

15 В других вариантах осуществления, в которых загущенные флюиды для обработки пластов настоящего изобретения используются для операций наполнения разломов гравием, часть подземного пласта может быть приведена в контакт с загущенными флюидами для обработки пластов так, чтобы создать или увеличить один или

20 несколько разломов в нем, при этом загущенные флюиды для обработки пластов содержат водный раствор одной соли, сшитый загуститель и сыпучий (в виде частиц) расклинивающий наполнитель (например, гравий). Желательный состав загущенных флюидов для обработки пластов будет определяться необходимостью получения желательных реологических свойств и давлений. Конкретная соль в водном растворе

25 одной соли и ее концентрация могут быть подобраны так, чтобы оптимизировать номинальные значения параметров оборудования или желательные давления обработки на поверхности на уровне менее чем примерно 25000 фунт/кв.дюйм, в других вариантах осуществления менее чем примерно 20000 фунт/кв.дюйм и еще в

30 других вариантах осуществления менее чем примерно 15000 фунт/кв.дюйм. В выбранный момент времени или после желательного времени вязкость загущенного флюида для обработки пластов может быть снижена и загущенный флюид для обработки пласта может быть извлечен.

35 В одном варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу гидроразрыва части подземного пласта, который включает получение загущенного флюида для обработки пласта, содержащего водный раствор одной соли, имеющий плотность более 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель, и осуществление контакта части подземного пласта с загущенным флюидом для обработки пласта, чтобы

40 создать или увеличить один или несколько разломов в нем, причем загущенный флюид для обработки пласта вводят в ствол скважины, проходящий через часть подземного пласта, подлежащей гидроразрыву, при давлении на поверхности менее примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм.

45 В другом варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу наполнения разлома подземного пласта, который включает получение загущенного флюида для обработки пласта, содержащего водный раствор одной соли, имеющий плотность больше 9 фунтов на галлон, сшитый загуститель и гравий, и осуществление контакта части подземного пласта с загущенным флюидом для обработки пласта, чтобы создать или увеличить один или несколько разломов в нем, причем загущенный

50 флюид для обработки пласта вводят в ствол скважины, проходящий через часть подземного пласта, подлежащей гидроразрыву, при давлении на поверхности менее примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм.

В другом варианте осуществления настоящее изобретение относится к способу снижения давления на поверхности, необходимого для создания одного или нескольких разломов в части подземного пласта, который включает использование загущенного флюида для обработки пласта для создания или увеличения одного или нескольких разломов в части подземного пласта, причем загущенный флюид для обработки пласта содержит водный раствор одной соли, имеющий плотность больше 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель.

Чтобы облегчить лучшее понимание настоящего изобретения, представлены следующие примеры некоторых вариантов осуществления изобретения. никоим образом следующие примеры не должны рассматриваться как ограничительные или определяющие для объема притязаний настоящего изобретения.

Примеры

Пример 1

Испытания реологических свойств проводили на образце флюида, который был получен следующим образом. Образец флюида №1 был получен добавлением 1 литра раствора бромида натрия с концентрацией 11,5 фунта на галлон в смесительный стакан. При перемешивании к полученному HPG гелю добавили 8,75 мл концентрата флюида для обработки пласта (4 фунта HPG на галлон). Затем к HPG гелю добавили поверхностно-активное вещество в количестве 0,12 г. Поверхностно-активное вещество коммерчески доступно под торговым названием "LOSURF-2000S™" от фирмы Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma. Для гидратации HPG добавляли буфер, диацетат аммония в смесительный стакан при перемешивании в количестве 0,25 мл, чтобы довести pH HPG геля примерно до 7. Затем при перемешивании в смесительный стакан добавляли буфер карбонат калия в количестве 2,25 мл и буфер гидроксид натрия в количестве 2,25 мл, чтобы довести величину pH HPG геля примерно до 11,7 для осуществления поперечного сшивания. Затем при перемешивании в смесительный стакан добавляли 1,2 г стабилизатора геля, тиосульфата натрия. При перемешивании к HPG гелю добавляли 3 мл сшивающего агента, CL-38™ сшивающего агента замедленного действия на основе бората и перемешивание осуществляли в течение 30 с для образования сшитого HPG геля, образца флюида №1.

Сразу после получения 35 мл образца флюида №1 немедленно переносили в R1 ротационную чашку вискозиметра Fann Model 50C. Ротационную чашку, содержащую образец, присоединяли к вискозиметру, снабженному противовесом B5X. К образцу приложили давление до 350 фунт/кв.дюйм и поместили в предварительно нагретую баню вискозиметра. Чтобы определить вязкость образца, использовали метод несканируемой скорости сдвига. Ротационную чашку приводили в движение с постоянной скоростью примерно 95 об/мин, обеспечивая скорость сдвига на образце примерно 81 с^{-1} . Образец довели до температуры примерно 275°F и измерили средние значения вязкости и скорости сдвига образца. Результаты данных испытаний представлены в таблице 1.

Истекшее время (мин)	Температура образца ($^\circ\text{F}$)	Скорость сдвига (с^{-1})	Напряжение сдвига	Средняя вязкость (сантипуаз) при 80 с^{-1}
1	88,8	81	12,71	76,5
11	188,8	81	139,04	836,5
21	264,7	81	136,51	821,6
31	271,8	81	139,46	839,0
41	272,6	81	130,81	787,5

51	273,1	81	125,51	755,7
61	273,9	81	122,60	738,1
71	273,8	81	120,41	724,8
81	273,8	81	131,88	793,9
91	273,7	81	133,41	803,1
101	273,7	81	127,33	766,5
111	273,4	81	122,11	734,4
121	273,5	81	123,11	740,6
130	273,6	81	117,22	705,1

Так, пример 1 показывает, что загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения, содержащий водный раствор одной соли и сшитый загуститель, может иметь желательные реологические свойства для использования в подземных операциях.

Пример 2

Дополнительные опыты по определению реологических свойств проводили на образцах различных флюидов. Образец флюида №2 был получен следующим образом. Раствор бромида натрия с концентрацией 12,5 фунт/галлон в количестве 1 л поместили в смесительный стакан. При перемешивании добавили 4,8 г СМНPG с получением геля СМНPG. Затем к гелю СМНPG добавили поверхностно-активное вещество, LOSURF-2000S, в количестве 0,12 г. Для гидратации СМНPG в смесительный стакан при перемешивании добавили буфер, диацетат аммония, в количестве 0,25 мл, чтобы довести рН геля СМНPG примерно до 7. Затем при перемешивании в смесительный стакан добавили буфер на основе карбоната калия в количестве 2,25 мл и буфер на основе гидроксида натрия в количестве 0,7 мл, чтобы довести величину рН геля СМНPG примерно до 10,18, необходимую для протекания сшивания. Затем при перемешивании в смесительный стакан добавили 2,48 г стабилизатора геля, тиосульфата натрия. При перемешивании к гелю СМНPG добавили 0,8 мл агента поперечного сшивания и оставили перемешиваться на 30 с для образования сшитого геля СМНPG, образец флюида №2. Добавленным агентом поперечного сшивания был агент поперечного сшивания на основе цирконата, который коммерчески доступен под торговым названием "CL-24™" от фирмы Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma.

Сразу после получения объем 35 мл образца №2 перенесли сразу же в R1 ротационную чашку вискозиметра Fann Model 50C. Ротационную чашку, содержащую образец, присоединяли к вискозиметру, снабженному противовесом B5X. К образцу приложили давление до 350 фунт/кв.дюйм и поместили в предварительно нагретую баню вискозиметра. Ротационную чашку привели в движение со скоростью 88 об/мин, обеспечивая на образце скорость сдвига 74 с^{-1} . Вискозиметр запрограммировали на поддержание постоянной скорости 88 об/мин на образце, за исключением того случая, когда проводили развертку скорости сдвига. Программу составили так, чтобы скорость сдвига менялась на 118 об/мин, 88 об/мин, 59 об/мин, 29 об/мин, 59 об/мин, 88 об/мин и 118 об/мин каждые 15 мин после достижения образцом температуры 325°F. Записывали напряжение сдвига при каждой скорости сдвига. Степени индексов, K' и n' , рассчитывали по зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига. Данные степени индексов определены в публикации Американского института нефти (American Petroleum Institute) RP39, 3-е издание, часть 6. Результаты данных расчетов и величины кажущейся вязкости образца флюида №2 представлены в таблице 2.

Истекшее время (мин)	Время при температуре (мин)	Темп-ра образца (°F)	Показатель степени n'	Показатель степени K'	Кажущаяся вязкость (сантипуаз) при 40 с ⁻¹	Кажущаяся вязкость (сантипуаз) при 170 с ⁻¹
13,52	3,27	317,6	0,7015	0,1313	2090,1	1357,0
23,53	13,28	324,0	0,5880	0,1683	1763,0	971,3
33,53	23,28	324,7	0,5511	0,1499	1370,4	715,7
43,53	33,28	324,6	0,5224	0,1349	1109,7	556,0
53,53	43,28	324,5	0,5121	0,1152	911,4	449,9
63,53	53,28	324,6	0,5033	0,0988	757,0	369,0
73,53	63,28	324,5	0,5023	0,0825	629,6	306,4
83,53	73,28	324,4	0,4991	0,0690	520,7	252,3
93,53	83,28	324,6	0,4950	0,0580	431,0	207,6

Таким образом, пример 2 показывает, что загущенный флюид для обработки пластов настоящего изобретения, содержащий водный раствор одной соли и сшитый загуститель, может иметь желательные реологические свойства для использования в подземных операциях.

Пример 3

Смоделировали процесс гидроразрыва с использованием двух различных образцов флюида. Моделирование осуществляли по программе "FracproPT", коммерчески доступной от фирмы Pinnacle Technologies. Моделированный пласт имел температуру в стволе скважины 200°F. Моделирование проводили с использованием спусковой колонны длиной 26000 футов и внутренним диаметром 4,828 дюйма и скоростью накачивания насоса 30 баррелей в минуту (баррель/мин) для достижения давления в стволе скважины 19600 фунт/кв.дюйм. Моделирование определяло давление на поверхности, требуемое для достижения необходимого давления в стволе скважины, основанной на гидростатическом давлении, создаваемом образцом флюида и связанными потерями давления трения.

Образец флюида №3 (сравнительный) содержал водный раствор одной соли, имеющий плотность 8,7 фунта на галлон, и сшитый НРГ, содержащийся в количестве 25 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли. Для образца флюида №3 определенное давление на поверхности, необходимое для достижения требуемого давления в стволе скважины, составляло примерно 11800 фунт/кв.дюйм. На фиг.1 давление на поверхности и расход суспензии образца флюида №3 для операции моделированного гидроразрыва представлен в зависимости от времени.

Образец флюида №4 содержал водный раствор одной соли, имеющий плотность 11,5 фунт/галлон, и сшитый НРГ, содержащийся в количестве 25 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли. Для образца флюида №4 определенное давление на поверхности, необходимое для достижения требуемого давления в стволе скважины, составляло примерно 8000 фунт/кв.дюйм. На фиг.2 давление на поверхности и расход суспензии образца флюида №4 для процесса моделированного гидроразрыва представлено в зависимости от времени.

Соответственно, образец №3 указывает на то, что загущенный флюид для обработки пласта настоящего изобретения, содержащий водный раствор одной соли, имеющий плотность больше примерно 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель, может снизить давление на поверхности, необходимое для операций гидроразрыва.

Поэтому настоящее изобретение хорошо адаптировано для осуществления задач и реализации упомянутых целей и преимуществ, а также тех, что присущи ему. Хотя многочисленные изменения могут быть сделаны специалистами в данной области, такие изменения входят в объем притязаний настоящего изобретения, определенного прилагаемой формулой изобретения.

Формула изобретения

1. Способ гидроразрыва части подземного пласта, включающий
5 получение загущенного флюида для обработки пласта, содержащего водный
раствор одной соли, имеющий плотность больше 9 фунтов на галлон, и сшитый
загуститель,
осуществление контакта части подземного пласта с загущенным флюидом для
10 обработки пласта для создания или увеличения одного или нескольких разломов в нем,
в котором загущенный флюид для обработки пласта вводят в ствол скважины,
который проходит через часть подземного пласта, подлежащего гидроразрыву, при
давлении на поверхности менее примерно 25000 фунтов на квадратный дюйм.
2. Способ по п.1, в котором водный раствор одной соли имеет плотность больше
15 примерно 10 фунтов на галлон.
3. Способ по п.1, в котором водный раствор одной соли содержит катионы лития,
натрия, калия, цезия, магния, кальция или цинка.
4. Способ по п.1, в котором водный раствор одной соли содержит анионы хлора,
20 брома, йода, формиата, нитрата, ацетата, цианата, тиоцианата или цинкового
комплекса.
5. Способ по п.1, дополнительно включающий осуществление контакта водного
раствора одной соли, который содержит загуститель, со сшивающим агентом с
образованием загущенного флюида для обработки пласта.
6. Способ по п.5, дополнительно включающий получение водного раствора одной
25 соли, который содержит загуститель.
7. Способ по п.6, в котором загуститель использован в концентрате флюида для
обработки, который включает базовый флюид и загуститель, причем загуститель
содержится в количестве, лежащем в интервале от примерно 40 фунтов на 1000
30 галлонов базового флюида.
8. Способ по п.5, в котором загуститель включает галактоманнановую камедь,
производное галактоманнановой камеди, производное целлюлозы, ксантановую
камедь, склероглюкан, сукциноглюкан или их комбинации.
9. Способ по п.5, в котором загуститель включает аравийскую камедь, индийскую
35 камедь, карайя-камедь, тамариндовую камедь, трагакантовую камедь, гуаровую
камедь, камедь плодов рожкового дерева, гидроксипропилгуар,
карбоксиметилгидроксипропилгуар, карбоксиметилгуар, гидроксиэтилцеллюлозу,
привитую гидроксиэтилцеллюлозу, карбоксиметилцеллюлозу,
40 карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозу или их комбинации.
10. Способ по п.5, в котором загуститель является деполимеризованным.
11. Способ по п.5, в котором сшивающий агент включает соединение, образующее
борат, соединение, способное образовывать ионы циркония, соединение, способное
образовывать ионы титана, соединение алюминия, соединение, способное
45 образовывать ионы железа, соединение, способное образовывать ионы хрома, или
соединение, способное образовывать ионы сурьмы.
12. Способ по п.5, в котором сшивающий агент включает борную кислоту,
тетрагидрат октабората динатрия, диборат натрия, улесит, колеманит, лактат
50 циркония, триэтаноламин лактата циркония, карбонат циркония, ацетилацетонат
циркония, лактат диизопропиламина циркония, лактат титанаммония, триэтаноламин
титана, ацетилацетонат титана, лактат алюминия, цитрат алюминия, хлорид железа
или цитрат хрома III.

13. Способ по п.5, в котором загуститель содержится в водном растворе одной соли в количестве, лежащем в интервале от примерно 10 фунтов до примерно 200 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли.

14. Способ по п.1, в котором загущенный флюид для обработки пласта дополнительно содержит сыпучий (в виде частиц) расклинивающий наполнитель.

15. Способ по п.14, в котором расклинивающий наполнитель в виде частиц включает гравий, природный песок, кварцевый песок, измельченный гранат, стекло, измельченную скорлупу грецкого ореха, гранулы нейлона, гранулы алюминия, боксит, керамику, полимерные материалы или их комбинации.

16. Способ по п.14, в котором расклинивающий наполнитель в виде частиц покрыт агентом, повышающим клейкость, смолой, поверхностным модифицирующим агентом или их комбинацией.

17. Способ по п.1, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно содержит рН буфер.

18. Способ по п.17, в котором рН буфер включает карбонат натрия, карбонат калия, бикарбонат натрия, бикарбонат калия, диацетат натрия, диацетат калия, фосфат натрия, фосфат калия, гидрофосфат натрия, гидрофосфат калия, дигидрофосфат натрия, дигидрофосфат калия, борат натрия, диацетат натрия, диацетат аммония или сульфаминовую кислоту.

19. Способ по п.17, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает соединение, регулирующее рН среды.

20. Способ по п.19, в котором соединение, регулирующее рН среды, включает гидроксид натрия, гидроксид калия, гидроксид лития, карбонат натрия, карбонат калия, фумаровую кислоту, муравьиную кислоту, уксусную кислоту, ангидрид уксусной кислоты, соляную кислоту, фтористоводородную кислоту, гидроксифторборную кислоту, полиаспарагиновую кислоту, полисукцинимид, диацетат аммония, диацетат натрия или сульфаминовую кислоту.

21. Способ по п.1, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает разжижитель, способный снижать вязкость загущенного флюида для обработки пласта в желательный момент времени.

22. Способ по п.21, в котором разжижитель включает ферментный разжижитель, кислотный разжижитель или окислитель.

23. Способ по п.21, в котором разжижитель включает альфа-амилазу, бета-амилазу, амилоглюкозидазу, инвертазу, мальтазу, целлюлазу, гемицеллюлазу, малеиновую кислоту, щавелевую кислоту, хлорит натрия, бромат натрия, персульфат натрия, персульфат аммония, пероксид магния, лактозу, сульфат аммония или триэтанолламин.

24. Способ по п.21, в котором разжижитель является инкапсулированным.

25. Способ по п.1, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает агент разрушения связи, способный снижать рН загущенного флюида для обработки пластов в желательный момент времени.

26. Способ по п.25, в котором агент разрушения связи, снижающий рН, включает инкапсулированный агент, регулирующий рН среды, или кислотообразующий биоразлагаемый материал.

27. Способ по п.26, в котором агент, регулирующий рН среды, включает фумаровую кислоту, муравьиную кислоту, уксусную кислоту, ангидрид уксусной кислоты, соляную кислоту, фтористоводородную кислоту, гидроксифторборную кислоту, полиаспарагиновую кислоту, полисукцинимид или их комбинации.

28. Способ по п.26, в котором кислотообразующий биоразлагаемый материал

соединение, способное образовывать ионы сурьмы.

42. Способ по п.37, в котором сшивающий агент содержит борную кислоту, тетрагидрат октабората натрия, диборат натрия, улексит, колеманит, лактат циркония, триэтаноламин лактата циркония, карбонат циркония, ацетилацетонат циркония, лактат диизопропиламина циркония, лактат титанаммония, триэтаноламин титана, ацетилацетонат титана, лактат алюминия, цитрат алюминия, хлорид железа или цитрат хрома III.

43. Способ по п.37, в котором загуститель содержится в водном растворе одной соли в количестве, лежащем в интервале от примерно 10 фунтов до примерно 200 фунтов на 1000 галлонов водного раствора одной соли.

44. Способ по п.33, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно содержит рН буфер.

45. Способ по п.44, в котором рН буфер включает карбонат натрия, карбонат калия, бикарбонат натрия, бикарбонат калия, диацетат натрия, диацетат калия, фосфат натрия, фосфат калия, гидрофосфат натрия, гидрофосфат калия, дигидрофосфат натрия, дигидрофосфат калия, борат натрия, диацетат натрия, диацетат аммония или сульфаминовую кислоту.

46. Способ по п.33, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает соединение, регулирующее рН среды.

47. Способ по п.46, в котором соединение, регулирующее рН среды, включает гидроксид натрия, гидроксид калия, гидроксид лития, карбонат натрия, карбонат калия, фумаровую кислоту, муравьиную кислоту, уксусную кислоту, ангидрид уксусной кислоты, соляную кислоту, фтористоводородную кислоту, гидроксифторборную кислоту, полиаспарагиновую кислоту, полисукцинимид, диацетат аммония, диацетат натрия или сульфаминовую кислоту.

48. Способ по п.33, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает разжижитель, способный снижать вязкость загущенного флюида для обработки пласта в желательный момент времени.

49. Способ по п.48, в котором разжижитель включает ферментный разжижитель, кислотный разжижитель или окислитель.

50. Способ по п.33, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает агент разрушения связи, способный снижать рН загущенного флюида для обработки пластов в желательный момент времени.

51. Способ по п.50, в котором агент разрушения связи включает инкапсулированный агент, регулирующий рН среды, или кислотообразующий биоразлагаемый материал.

52. Способ по п.33, в котором загущенный флюид для обработки пласта дополнительно включает катализатор.

53. Способ по п.52, в котором катализатором является катализатор на основе переходного металла.

54. Способ по п.33, дополнительно включающий снижение вязкости загущенного флюида для обработки пласта в желательный момент времени.

55. Способ снижения давления на поверхности, необходимого для создания одного или нескольких разломов в части подземного пласта, включающий использование загущенного флюида для обработки пласта для создания или увеличения одного или нескольких разломов в части подземного пласта, загущенный флюид для обработки пласта содержит водный раствор одной соли, имеющий плотность более 9 фунтов на галлон, и сшитый загуститель.

56. Способ по п.55, в котором водный раствор одной соли имеет плотность больше примерно 10 фунтов на галлон.

57. Способ по п.55, в котором водный раствор одной соли включает катионы лития, натрия, калия, цезия, магния, кальция или цинка.

5 58. Способ по п.55, в котором водный раствор одной соли включает анионы хлорида, бромиды, йодида, формиата, нитрата, ацетата, цианата, тиоцианата или цинкового комплекса.

10 59. Способ по п.55, дополнительно включающий осуществление контакта водного раствора одной соли, который содержит загуститель, со сшивающим агентом, с образованием загущенного флюида для обработки пласта.

60. Способ по п.59, в котором загуститель включает галактоманнановую камедь, производное галактоманнановой камеди, производное целлюлозы, ксантановую камедь, склероглюкан, сукциноглюкан или их комбинации.

15 61. Способ по п.59, в котором сшивающий агент включает соединение, образующее борат, соединение, способное образовывать ионы циркония, соединение, способное образовывать ионы титана, соединение алюминия, соединение, способное образовывать ионы железа, соединение, способное образовывать ионы хрома, или

20 соединение, способное образовывать ионы сурьмы.

62. Способ по п.55, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно содержит рН буфер.

63. Способ по п.55, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает соединение, регулирующее рН среды.

25 64. Способ по п.55, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно включает разжижитель, способный снижать вязкость загущенного флюида для обработки пласта в желательный момент времени.

30 65. Способ по п.55, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно содержит агент разрушения связи, способный снижать рН среды загущенного флюида для обработки пластов в желательный момент времени.

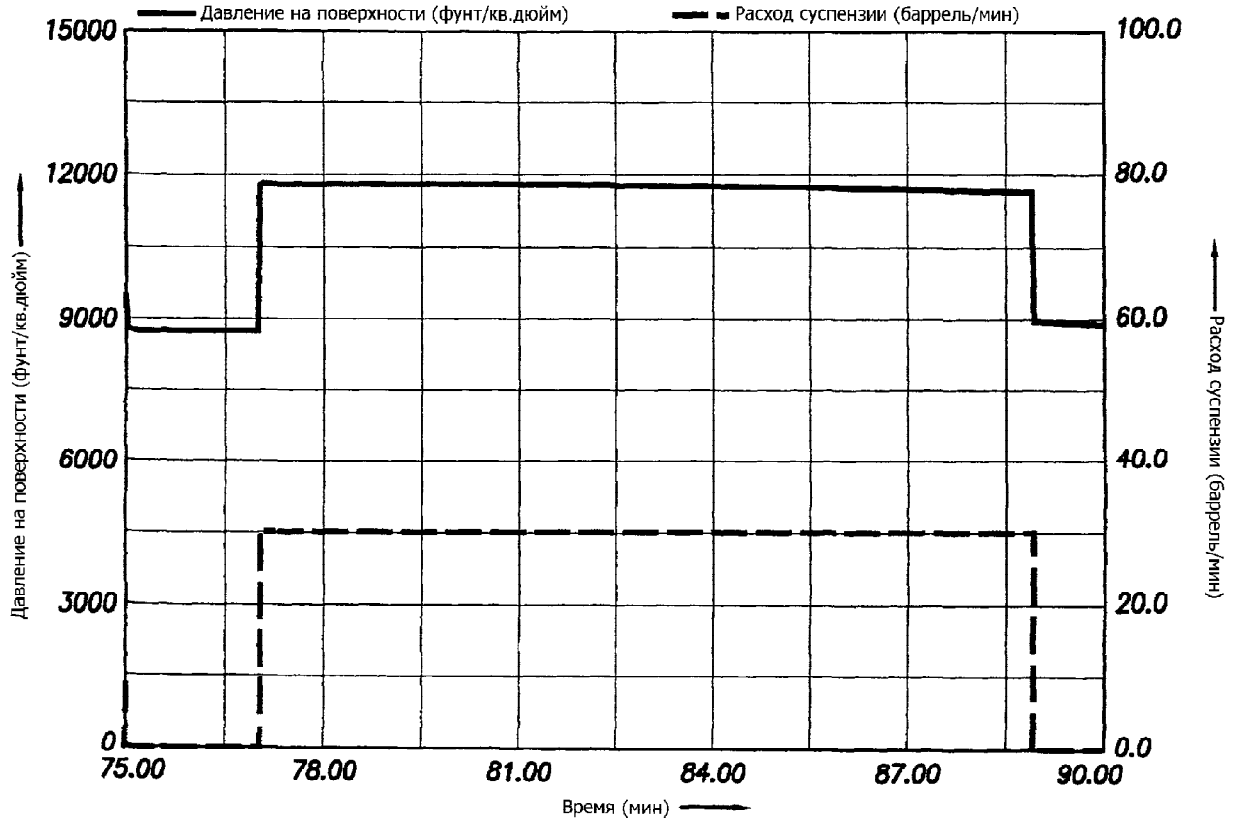
66. Способ по п.55, в котором загущенный флюид для обработки пластов дополнительно содержит катализатор.

35

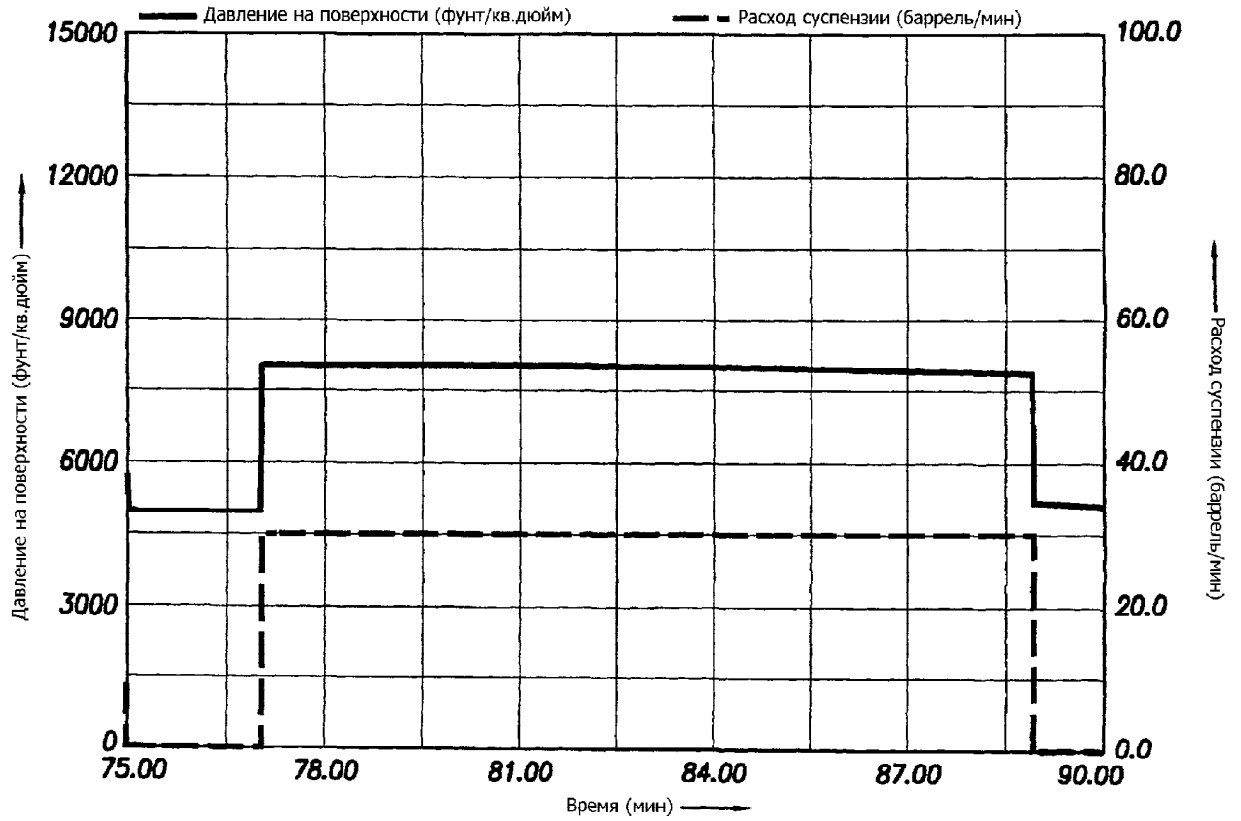
40

45

50



Фиг. 1



Фиг. 2