



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2005139387/04, 13.05.2004

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
13.05.2004(30) Конвенционный приоритет:
16.05.2003 US 10/440,337

(43) Дата публикации заявки: 10.05.2006

(45) Опубликовано: 10.04.2009 Бюл. № 10

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: EP 1193365 A, 03.04.2002. EP 0896122 A,
10.02.1999. US 5806597 A, 15.09.1998. SU
1831564 A3, 30.07.1993.(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную
фазу: 16.12.2005(86) Заявка РСТ:
GB 2004/002066 (13.05.2004)(87) Публикация РСТ:
WO 2004/101706 (25.11.2004)

Адрес для переписки:
129090, Москва, ул. Б.Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городисский и
Партнеры", пат.пов. Е.Е.Назиной

(72) Автор(ы):

ИОУФФ Лэрри Стивен (US),
РЕДДИ Баирредди Рагхава (US),
ДЭЛРИМПЛ Элдон Дуайанн (US)

(73) Патентообладатель(и):

ХЭЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ СЕРВИСИЗ,
ИНК. (US)

(54) СПОСОБ СТИМУЛИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДЫ ИЗ ПОДЗЕМНОЙ ФОРМАЦИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к улучшенным растворам и способам стимулирования добычи углеводородов с одновременным снижением количества получения воды из стимулированной подземной формации. Водный раствор для обработки скважин, содержит водный раствор гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с

гидрофильным реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе. В других вариантах водный раствор для обработки скважин, кроме того, включает регулирующий pH агент и гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент. Способ стимулирования или повторного стимулирования содержащей углеводороды формации, через которую проходит скважина, включает следующие стадии: получение

водного раствора, включающего гидрофильный реакционно-способный полимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе; доведение pH по меньшей мере до 8; и закачивание водного раствора через ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для разрыва содержащей углеводороды формации. Изобретение также относится к другим вариантам способа. Водный раствор для обработки скважин содержит гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости, полученный взаимодействием гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, с гидрофобным соединением, выбранным из галоидалкилов, в котором гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной

проницаемости составляет приблизительно от 0,05 до 1,0% от массы водного раствора для обработки скважин; а гидратированный галактоманновый гелеобразующий агент составляет приблизительно от 0,06 до 0,72% от массы водного раствора для обработки скважин. Способ стимулирования или повторного стимулирования получения углеводородов из подземной формации, через которую проходит скважина, а также снижения водной проницаемости подземной формации включает следующие стадии: закачивание водного раствора для обработки скважин, содержащий гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости, полученный взаимодействием гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, с гидрофобным соединением, выбранным из галоидалкилов, через ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для гидравлического разрыва формации. Технический результат - селективное снижение проницаемости для потока воды без снижения уровня прохождения масляного потока. 7 н. и 72 з.п. ф-лы, 2 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
C09K 8/04 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2005139387/04, 13.05.2004**

(24) Effective date for property rights:
13.05.2004

(30) Priority:
16.05.2003 US 10/440,337

(43) Application published: **10.05.2006**

(45) Date of publication: **10.04.2009 Bull. 10**

(85) Commencement of national phase: **16.12.2005**

(86) PCT application:
GB 2004/002066 (13.05.2004)

(87) PCT publication:
WO 2004/101706 (25.11.2004)

Mail address:
**129090, Moskva, ul. B.Spaskaja, 25, str.3, OOO
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery",
pat.pov. E.E.Nazinoj**

(72) Inventor(s):

**IOUFF Lehrri Stiven (US),
REDDI Bairreddi Ragkhava (US),
DEhLRIMPL Ehldon Duajann (US)**

(73) Proprietor(s):

**KhEhLLIBERTON EhNERDZhi SERVISIZ,
INK. (US)**

(54) METHOD OF STIMULATING HYDROCARBON EXTRACTION AND REDUCTION OF WATER PRODUCING LEVEL FROM UNDERGROUND FORMATION

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention refers to premium mud and to methods of stimulating hydrocarbon extraction with simultaneous reduction of volume of produced water from stimulated underground formation. Water solution for well treatment contains: water solution of hydrophilic reactive polymer consisting of at least one reactive amine group, hydrophobic compound chosen from halogen alkyl able to interact with hydrophilic reactive polymer and adequate amount of surface active substance able to improve dilution of hydrophobic compound in water solution. According to other versions water solution for well treatment additionally contains a pH regulating agent and hydrated galactomannan gelling agent. The method of stimulation or repeated stimulation of hydrocarbon containing formation, through which a well passes, consists in following stages: producing

water solution including hydrophilic reactive polymer containing at least one reactive amine group, hydrophobic compound chosen from halogen alkyl able to interact with hydrophilic reactive polymer and adequate amount of surface active substance able to improve dilution of hydrophobic compound in water solution - bringing pH to at least 8, and in pumping water solution via a well borehole at a rate and pressure sufficient for breakdown of hydrocarbon containing formation. The invention also refers to other variants of the method. Water solution for treatment of wells contains hydrophobic modified solvent in water modifier of relative permeability obtained by means of interaction of hydrophilic reactive polymer consisting of at least one reactive amine group with hydrophobic compound chosen from halogen alkyl wherein hydrophobic modified solvent in water modifier of relative permeability presents approximately from

0.05% to 1.0% of weight of water solution for well treatment, while hydrated galactomannan gelling agent presents approximately from 0.06 to 0.72% from weight of water solution for well treatment. The method of stimulation or repeated stimulation of hydrocarbon extraction from underground formation, through which a well passes, and also reduction of water permeability of underground formation includes the following stage: pumping water solution for well treatment containing hydrophobic modified solvent in water modifier of

relative permeability produced by means of interaction of hydrophilic reactive polymer consisting of at least one reactive amine group with hydrophobic compound chosen from halogen alkyl-pumping the above said through the well borehole at a rate and pressure sufficient for breakdown of formation.

EFFECT: selective reduction of permeability for water flow without reduction of oil flowing level.

79 cl, 2 ex, 2 tbl

R U 2 3 5 1 6 2 7 C 2

R U 2 3 5 1 6 2 7 C 2

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

Настоящее изобретение предлагает усовершенствования для добычи углеводородов из подземных формаций. Более конкретно, настоящее изобретение предлагает улучшенные растворы и способы стимулирования добычи углеводородов с одновременным снижением количества получения воды из стимулированной подземной формации.

Получение воды с углеводородами, т.е. нефтью и/или газом, составляет основную проблему и расходы в процессе добычи углеводородов. Поскольку скважины для добычи углеводородов обычно заканчиваются в содержащих углеводороды формациях, такие формации часто содержат слои воды или могут быть расположены по соседству с содержащими воду зонами. Высокая подвижность воды зачастую позволяет ей протекать в ствол скважины через естественные трещины и/или пласты с высокой проницаемостью, содержащиеся в формации. Во время эксплуатации таких скважин отношение воды к извлеченным углеводородам часто становится таким высоким, что стоимость получения воды, отделения ее от углеводородов и удаления приводит к существенным экономическим потерям.

Для сокращения получения нежелательной воды из содержащих углеводород формаций до настоящего времени использовались водные полимерные растворы, содержащие сшивающие агенты. При разработке формаций с естественными трещинами такие водные полимерные растворы закачивали в содержащие углеводороды формации таким образом, чтобы они поступали в водные зоны по соседству с формациями изнутри и образовывали в них поперечные связи. В результате поперечного сшивания полимерных растворов образуются густые гели, способные остановить или уменьшить поток нежелательной воды. Несмотря на то что использование водных полимерных растворов для уменьшения получения нежелательной воды достигло различных степеней успеха, полученные полностью блокирующие гели подходят для обработки формаций при условии, что полимерный раствор содержится в них только в имеющей нежелательную воду зоне или зонах. Если полимерный раствор образует гель в зоне, содержащей углеводороды, то, помимо потока воды, образующийся поперечно-сшитый полимерный гель уменьшит или остановит поток углеводородов. Кроме того, выбранный способ введения полимерного раствора в разрабатываемое месторождение требует использования дорогостоящей, занимающей долгое время технологии зонального изолированного введения. Более того, даже при правильном введении полимерного раствора в содержащую воду зону образующиеся поперечно-сшитые гели часто теряют стабильность в зоне по причине термической дегградации и/или разницы в характеристиках адсорбции полимера и связанного с ним сшивающего агента и т.п.

Способы стимулирования давно используются в области добычи углеводородов для усиления потока углеводородов в стволе скважины. Обычно для стимулирования используют специальные жидкости, закачиваемые под достаточным давлением для получения трещин в формации. Растрескивание формации увеличивает поверхность площади для поступления жидкости в буровую скважину. К сожалению, если формация содержит пласты с высокой проницаемостью или близлежащие участки, которые могут быть заполнены водой, стимулирование часто приводит к нежелательному получению воды вместе с углеводородами.

В последнее время для снижения уровня получения воды с углеводородами использовались химические вещества, называемые модификаторами относительной проницаемости. С этой целью химические вещества, изменяющие проницаемость воды,

такие как полиакриламид, вводят в содержащие углеводород и воду формации таким образом, чтобы химические вещества прикрепились к сайтам адсорбции на поверхности пор формаций. Присутствие химических веществ в формациях уменьшает проходящий через них поток воды. Использование химических веществ, изменяющих проницаемость воды, в содержащих углеводороды и воду формациях для уменьшения получения воды является менее рискованным, чем другие способы, такие как блокирование потока воды поперечно-сшитыми полимерами, и имеет преимущество, заключающееся в том, что они не требуют использования дорогостоящих способов зональной изоляции. Однако использование таких гидрофильных химических веществ, изменяющих проницаемость воды, например полиакриламидов, до настоящего времени приводило всего лишь к небольшому временному уменьшению получения воды и/или к неприемлемым уровням снижения получения углеводородов.

Таким образом, требуется усовершенствование способов и растворов, используемых для снижения проницаемости воды в содержащих воду и углеводороды подземных формациях. Кроме того, необходима разработка усовершенствованных способов стимулирования формаций, способных стимулировать получение с одновременным снижением получения воды из формации.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Настоящее изобретение относится к растворам для обработки скважин, способных предотвратить или снизить получение воды из подземных формаций, в которые проникает скважина. Согласно одному из вариантов раствор для обработки скважин включает водный раствор для обработки скважин, содержащий гидрофильный реакционно-способный полимер, гидрофобное соединение, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, выбранного за его способность улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе.

Кроме того, настоящее изобретение относится к раствору для обработки скважин, предотвращающего или по меньшей мере снижающего получение воды из содержащей углеводороды подземной формации. Раствор для обработки скважин представляет собой водный раствор, содержащий агент для регулирования pH, гидрофильный реакционно-способный полимер в виде гомо-, со- или тер-полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу. Более того, раствор включает гидрофобное соединение, способное взаимодействовать *in situ* во время стимулирования растрескивания гидрофильным реакционно-способным полимером для получения гидрофобно-модифицированного полимера.

Предпочтительные гидрофобные соединения представляют собой галоидалкилы, имеющие длину алкильной цепи приблизительно от 6 до 30 атомов углерода. Обычно раствор дополнительно включает поверхностно-активное вещество, способное улучшать растворение гидрофобного соединения, содержащегося в водном растворе. Подходящие поверхностно-активные вещества включают, но не обязательно ограничиваются ими, алкил-аммониевые поверхностно-активные вещества, бетаины, сульфаты простого алкилового эфира, сульфонаты простого алкилового эфира и этоксилированные спирты. Раствор для обработки скважин может быть необязательно превращен в гель путем добавления гидратированного галактоманнанового гелеобразующего агента.

Настоящее изобретение также относится к усовершенствованным способам стимулирования или повторного стимулирования содержащей углеводороды формации с использованием водного раствора, способного снижать или

предотвращать получение воды из подземной формации. Водный раствор закачивают в ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для того, чтобы вызвать растрескивание формации.

5 Способ согласно настоящему изобретению позволяет получать водный раствор, содержащий гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное
соединение, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером для получения гидрофобно-модифицированного полимера. Согласно
данному варианту взаимодействие предпочтительно происходит *in situ* и облегчается
10 использованием регулирующего рН агента, способного обеспечить рН водного раствора, содержащего реакционно-способные полимеры, на уровне приблизительно 8 или выше. Кроме того, водный раствор предпочтительно содержит
поверхностно-активное вещество, выбранное для улучшения растворения
15 гидрофобного соединения в водном растворе. После введения водного раствора может быть введена поперечно-сшитая гелеобразная жидкость для расширения трещин в подземном образовании и доставки в трещины расклинивающего
наполнителя.

Согласно альтернативному варианту настоящее изобретение относится к
20 усовершенствованию раствора для обработки скважин, включающего подвергнутый предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости (RPM). Жидкость для обработки скважин необязательно представляет собой гелеобразную жидкость, содержащую
гидратированный галактоманнанный гелеобразующий агент. Обычно жидкость для
25 обработки скважин содержит приблизительно от 0,05 до 1,0 мас.% гидрофобно-модифицированного RPM и приблизительно от 0,06 до 0,72 мас.% гелеобразующего агента.

Кроме того, настоящее изобретение относится к способу стимулирования или
30 повторного стимулирования получения углеводородов из подземной формации с одновременной обработкой формации с целью селективного снижения его проницаемости потоком воды. Способ согласно настоящему изобретению включает
закачивание подвергнутого предварительному взаимодействию, растворимого в
воде RPM в качестве водного раствора в ствол скважины со скоростью и давлением,
35 достаточными для того, чтобы вызвать растрескивание формации. Если условия формации требуют использования гелеобразной жидкости, то водный раствор может быть превращен в гель путем добавления гидратированного галактоманнанного
гелеобразующего агента. Во время стимулирования или повторного стимулирования
40 формации после введения водного раствора может быть введена поперечно-сшитая гелеобразная жидкость для расширения созданных трещин в подземном образовании и доставки в них расклинивающего наполнителя. Использование подвергнутого
предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированного RPM устраняет
45 необходимость использования поверхностно-активного вещества в растворе для обработки скважин и позволяет поддерживать более низкий уровень рН в окружающей среде нижней части скважины.

ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЯ

50 Растворы и способы согласно настоящему изобретению применимы как к свежепробуренным формациям, так и к формациям, требующим повторного стимулирования. Растворы согласно настоящему изобретению особенно подходят для повторного стимулирования формаций, в которых углеводороды присутствуют в

зонах формаций. В отличие от других растворов для модификации проницаемости настоящее изобретение обеспечивает эффективность даже в присутствии углеводородов.

I. Растворы для обработки скважин

5 Один из вариантов осуществления настоящего изобретения касается модифицирующего проницаемость водного раствора для обработки скважин, содержащего гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное
10 соединение, выбранное за свою способность взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, и поверхностно-активным веществом, выбранным за свою способность улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе. Водный раствор может быть необязательно превращен в гель путем добавления гидратированного галактоманнанового гелеобразующего агента. Независимо от того, является ли водный раствор гелеобразным, раствор содержит
15 достаточное количество регулирующего рН агента для поддержания рН на уровне приблизительно 8 или более. Предпочтительные агенты для регулирования рН включают буферы, гидроксиды щелочных металлов, карбонаты щелочных металлов, фосфаты щелочных металлов и иные подобные соединения, известные специалистам в
20 данной области техники.

Вода, используемая для получения водных растворов, может представлять собой свежую воду, соленую воду, морскую воду, солевой раствор или любую другую
25 водную жидкость, не вступающую в отрицательное взаимодействие с другими компонентами обрабатываемой жидкости. Вода, используемая в жидкостях для обработки скважин, обычно содержит одну или несколько солей для ингибирования набухания глин в подземных формациях или обрабатываемых зонах либо утяжеления обрабатываемой жидкости. Наиболее обычной глиной, ингибирующей используемую
30 соль, является хлорид калия, однако также могут быть использованы другие соли.

Галактоманнановые гелеобразующие агенты, подходящие для использования согласно настоящему изобретению, представляют собой встречающиеся в природе
35 смолы и их производные, такие как гуар, бобы белой акации, тара (tara), мед белой акации, тамаринд, карайя, трагакант, ирландский мох и т.п. Такие смолы также могут быть в целом охарактеризованы как включающие линейную главную цепь, содержащую различные количества присоединенных к ней звеньев галактозы. Смолы могут быть также охарактеризованы как содержащие одну или более
40 функциональных групп, таких как цис-гидроксил, гидроксил, карбоксил, сульфат, сульфонат, амино или амид. Предпочтительные галактоманнановые гелеобразующие агенты, подходящие для использования в соответствии с настоящим изобретением, представляют собой один или более гелеобразующих агентов, выбранных из группы: гуар, гидроксиэтилгуар, гидроксипропилгуар, карбоксиметилгуар, карбоксиметилгидроксиэтилгуар и карбоксиметилгидроксипропилгуар. Из
45 перечисленных агентов наиболее предпочтительным является гуар.

При необходимости гелеобразовать водный раствор один или более вышеупомянутых галактоманнановых гелеобразующих агентов растворяют в воде, гидратируя гелеобразующие агенты и получая вязкий водный гель. При их
50 использовании галактоманнановый гелеобразующий агент или агенты растворяют в водном растворе в количестве приблизительно от 0,06 до 0,72 мас.%, более предпочтительно в количестве приблизительно от 0,12 до 0,36 мас.%, наиболее предпочтительно приблизительно 0,30 мас.%.

Из-за относительной нерастворимости гидрофобных соединений в водных

растворах соединения согласно настоящему изобретению предпочтительно включают поверхностно-активное вещество, выбранное за его способность улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе. В целом, поверхностно-активные вещества могут быть анионными, катионными, амфотерными или нейтральными. Таким образом, поверхностно-активные вещества, подходящие для использования в настоящем изобретении, включают, но не ограничиваются ими, алкил-аммониевые поверхностно-активные вещества, бетаины, сульфаты простого алкилового эфира, сульфонаты простого алкилового эфира и этоксилированные спирты. Особенно предпочтительные поверхностно-активные вещества включают сульфонаты простого алкилового эфира. Обычно поверхностно-активное вещество присутствует в водном растворе в количествах приблизительно от 0,1 до 2,0 мас.%.
5
10

Гидрофильные реакционно-способные полимеры, подходящие для использования в водных растворах согласно настоящему изобретению, предпочтительно представляют собой полимеры, содержащие реакционно-способные аминогруппы в главной цепи полимера или в качестве боковых групп. Более предпочтительный полимер содержит диалкиламино боковые группы. Наиболее предпочтительно полимер содержит диалкиламино боковые группы и по меньшей мере один мономер, выбранный из диметиламиноэтилметакрилата или диметиламинопропилметакрилата. Подходящие полимеры включают гомо-, со- или терполимеры, такие как, но не ограничивающиеся ими, полиэтиленимин, поливиниламин, поли(виниламиновый/виниловый спирт), хитозан, полилизин и алкил-акрилатные полимеры в целом. Неограничивающие примеры конкретных алкил-акрилатных полимеров включают метакрилат полидиметиламиноэтила, метакриламид полидиметиламинопропила, поли(акриламид/метакрилат диметиламиноэтила), поли(акриламид/метакриламид диметиламинопропила), поли(акриловую кислоту/метакрилат диметиламиноэтила). Наиболее предпочтительными полимерами являются метакрилат полидиметиламиноэтила и метакриламид полидиметиламинопропила. Как указано выше, в результате взаимодействия *in situ* гидрофильного полимера с гидрофобным соединением образуется модификатор относительной проницаемости.
15
20
25
30

Предпочтительные гидрофобные соединения, подходящие для использования в водных растворах согласно настоящему изобретению, включают, но не обязательно ограничиваются ими, галоидалкилы. Часть цепи алкила гидрофобного соединения предпочтительно включает приблизительно от 6 до 30 атомов углерода. Особенно предпочтительным гидрофобным соединением является цетилбромид.
35

В целом, гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0 мас.% от водного раствора, а гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,01 до 1,0 мас.% от водного раствора. Гидрофильный реакционно-способный полимер предпочтительно составляет приблизительно от 0,2 до 1,5 мас.%, а гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,02 до 0,5 мас.%.
40

В результате взаимодействия гидрофильного реакционно-способного полимера и гидрофобного соединения получают гидрофобно-модифицированный полимер, т.е. гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости (RPM). Обычно получаемые полимеры имеют молекулярную массу в диапазоне приблизительно от 250000 до 3000000. Загруженная порция полученного соединения способствует его прикреплению к порам подземной формации. В результате водная проницаемость обработанного участка формации снижается или устраняется, в то время как проницаемость формации для углеводородов остается, по
45
50

существо, неизменной.

Таким образом, предпочтительный водный раствор для снижения проницаемости воды подземной формации включает гидрофильный реакционно-способный полимер, такой как поли-диметиламиноэтилметакрилат, гидрофобное соединение, такое как 5 цетилбромид, и поверхностно-активное вещество, выбранное для ускорения растворения цетилбромида в водном растворе. Концентрация поли-диметиламиноэтилметакрилата в растворе может варьироваться приблизительно от 0,1 до 2,0 мас.%. Поли-диметиламиноэтилметакрилат предпочтительно составляет 10 около 0,2 мас.%. Концентрация цетилбромида может варьироваться приблизительно от 0,01 до 1,0 мас.%. Предпочтительная концентрация цетилбромида составляет около 0,1 мас.%. Предпочтительным поверхностно-активным веществом, используемым с цетилбромидом, является сульфонат простого алкилового эфира, при этом его концентрация может варьироваться приблизительно от 0,01 до 1,0 мас.%. Как 15 указано выше, раствор может необязательно содержать гидратированный галактоманновый гелеобразующий агент в количестве приблизительно от 0,06% до 0,72 мас.%. Кроме того, раствор может необязательно содержать любой подходящий расклинивающий наполнитель, известный специалистам в данной 20 области техники.

Согласно альтернативному варианту настоящее изобретение относится к водной жидкости для обработки скважин, включающей подвергнутый предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор 25 относительной проницаемости (подвергнутый предварительному взаимодействию, гидрофобно-модифицированный RPM). Согласно данному варианту, подвергнутый предварительному взаимодействию, гидрофобно-модифицированный RPM предпочтительно представляет собой продукт взаимодействия гидрофильного реакционно-способного полимера и гидрофобного соединения. Гидрофильные 30 реакционно-способные полимеры, подходящие для использования в водных растворах согласно настоящему изобретению, предпочтительно представляют собой полимеры, содержащие реакционно-способные аминогруппы в главной цепи полимера или в качестве боковых групп. Более предпочтительный полимер включает боковые диалкиламиногруппы. Наиболее предпочтительно полимер включает боковые 35 диметиламиногруппы и по меньшей мере один мономер, выбранный из метакрилата диметиламиноэтила или метакриламида диметиламинопропила. Подходящие полимеры включают гомо-, со- или терполимеры. Примеры таких полимеров включают, но не ограничиваются ими, полиэтиленмин, поливиниламин, 40 поли(виниламиновый/виниловый спирт), хитозан, полилизин и алкил-акрилатные полимеры в целом. Дополнительные примеры конкретных алкил-акрилатных полимеров включают метакрилат полидиметиламиноэтила, метакриламид полидиметиламинопропила, поли(акриламида/метакрилат диметиламиноэтила), поли(акриламид/метакриламид диметиламинопропила), поли(акриловую 45 кислоту/метакрилат диметиламиноэтила). Наиболее предпочтительными полимерами являются метакрилат полидиметиламиноэтила и метакриламид полидиметиламинопропила.

Дополнительные полимеры, применимые в данном варианте настоящего 50 изобретения, предпочтительно получают из различных гидрофильных мономеров и гидрофобно-модифицированных гидрофильных мономеров. Примеры особенно подходящих гидрофильных мономеров, которые могут быть использованы, включают, но не ограничиваются ими, акриламид,

2-акриламид-2-метилпропансульфоновую кислоту, N,N-диметилакриламид, винилпирролидон, метакрилат диметиламиноэтила, акриловую кислоту, метакриламид диметиламинопропила, виниламин, винилацетат, хлорид метакрилата триметиламмонийэтила, метакриламид и акрилат гидроксиэтила. Из перечисленных соединений предпочтительными являются акриламид, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота, акриловая кислота, метакрилат диметиламиноэтила, метилакриламид диметиламинопропила и винилпирролидон.

Различные гидрофобно-модифицированные гидрофильные мономеры также могут быть использованы для получения полимеров, применимых согласно данному изобретению. Особенно подходящие гидрофобно-модифицированные гидрофильные мономеры включают, но не ограничиваются ими, алкилакрилаты, алкилметакрилаты, алкилакриламиды и алкилметакриламиды, в которых алкильные радикалы содержат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода, бромид метакрилата алкилдиметиламмонийэтила, хлорид метакрилата алкилдиметиламмонийэтила и иодид метакрилата алкилдиметиламмонийэтила, в которых алкильные радикалы содержат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода, и бромид метакриламида алкилдиметиламмонийпропила, хлорид пропилметакриламида алкилдиметиламмония и иодид метакриламида алкилдиметиламмонийпропила, в которых алкильные группы содержат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода. Из перечисленных соединений предпочтительными являются бромид метакрилата октадецилдиметиламмонийэтила, бромид метакрилата гексадецилдиметиламмонийэтила, бромид метакриламида гексадецилдиметиламмонийпропила, метакрилат 2-этилгексила и метакриламид гексадецила.

Полимеры, применимые согласно настоящему изобретению, могут быть получены путем полимеризации любого одного или более гидрофильных мономеров с любым одним или более гидрофобно-модифицированных гидрофильных мономеров. Способы получения таких полимеров известны специалистам в данной области техники из патента США № 6476169, приводимого здесь в качестве ссылки.

Соответственно, подходящие полимеры имеют расчетные молекулярные массы в диапазоне приблизительно от 250000 до 3000000 и мольные отношения гидрофильного мономера (мономеров) к гидрофобно-модифицированному гидрофильному мономеру (мономерам) в диапазоне приблизительно от 99,98:0,02 до 90:10. Особенно подходящие полимеры, имеющие молекулярные массы и мольные отношения в пределах указанных выше диапазонов, включают, но не ограничиваются ими, сополимер акрилмида/бромид метакрилата октадецилдиметиламмонийэтила, сополимер метакрилата диметиламиноэтила/бромид метакрилата гексадецилдиметиламмонийметила, терполимер метакрилата диметиламиноэтила/винилпирролидона/бромид метакрилата гексадецилдиметиламмонийметила и терполимер акриламида/2-акриламид-2-метилпропансульфоновой кислоты/метакрилата 2-этилгексила. Из перечисленных соединений сополимер метакрилата диметиламиноэтила/бромид метакрилата гексадецилдиметиламмонийметила, имеющий мольное отношение гидрофильного мономера к гидрофобно-модифицированному гидрофильному мономеру, равное 95:5, является предпочтительным, подвергнутым предварительному взаимодействию, гидрофобно-модифицированным RPM.

После получения гидрофобно-модифицированного RPM полученный RPM добавляют к воде в достаточном количестве для получения раствора, содержащего

приблизительно от 0,05 до 1,0 мас.%. Вода, подходящая для использования в данном варианте настоящего изобретения, описана выше. Подобным образом, соединение согласно данному варианту настоящего изобретения может также содержать соли, подходящие для ингибирования набухания глин. Кроме того, вышеописанные
5 галактоманновые гелеобразующие агенты могут быть использованы в количествах приблизительно от 0,06 до 0,72 мас.%. Концентрация галактоманнового гелеобразующего агента предпочтительно составляет приблизительно от 0,12 до 0,36 мас.%, при этом наиболее предпочтительная концентрация составляет около 0,30
10 мас.%. Более того, раствор может необязательно содержать любой подходящий расклинивающий наполнитель, известный специалистам в данной области техники.

В отличие от раствора для обработки скважин, в котором гидрофобно-модифицированный RPM получают *in situ*, данный вариант настоящего изобретения не требует добавления поверхностно-активного вещества к раствору для
15 обработки скважин, поскольку гидрофобно-модифицированный RPM уже присутствует до нагнетания в скважину. Кроме того, раствор не требует добавления регулирующего pH агента, способного поддерживать pH на уровне около 8 или выше. Таким образом, pH раствора для обработки скважин, включающий подвергнутый
20 предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный RPM, может быть доведен до уровня, более подходящего для окружающей среды формации. Обычно pH раствора для обработки скважин, включающий подвергнутый предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный RPM, составляет приблизительно от 4 до 8.

25 Как известно специалистам в данной области техники, водные растворы согласно настоящему изобретению могут также содержать другие соединения для обработки скважин, такие как, но не обязательно ограничиваясь ими, ингибиторы образования отложений, стабилизаторы глин и ингибиторы коррозии.

30 II. Обработка углеводородной формации гидрофобно-модифицированным RPM
Настоящее изобретение также относится к способам стимулирования или повторного стимулирования содержащих углеводороды формаций. Способы согласно настоящему изобретению включают предотвращение или по меньшей мере снижение количества образующейся воды из углеводородной формации. Способы согласно
35 настоящему изобретению включают нагнетание описанных выше водных растворов для обработки скважин через ствол скважины в содержащую углеводороды формацию. Водный раствор для обработки скважин предпочтительно нагнетают перед жидкостью для стимуляции трещин. Скорость нагнетания водного раствора для
40 обработки скважин, по существу, равна скорости нагнетания жидкости для стимулирования трещин. Оказавшись в формации, гидрофобно-модифицированный RPM связывается с матрицей.

В соответствии с одним из вариантов способ согласно настоящему изобретению включает нагнетание в формацию водного раствора для обработки скважин,
45 содержащего гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное соединение. Согласно данному способу водный раствор для обработки скважин нагнетают в формацию и дают гидрофильному реакционно-способному полимеру и гидрофобному соединению взаимодействовать *in situ*. Взаимодействие *in situ* обычно осуществляют при температуре формации, превышающей 23°C (75°F),
50 предпочтительно превышающей около 37°C (100°F). Для облегчения быстрого образования гидрофобно-модифицированного RPM pH раствора для обработки скважин доводят приблизительно до 8 или выше путем добавления щелочного агента,

такого как каустик или т.п. рН предпочтительно доводят до уровня выше приблизительно 9,5, наиболее предпочтительно около 11-12.

В соответствии с другим предпочтительным вариантом настоящее изобретение включает нагнетание раствора для обработки скважин, содержащего гидрофобно-модифицированный RPM. Согласно данному способу рН раствора для обработки скважин может быть доведен до уровня ниже 8,0, если это подходит для конкретной формации.

Любой из описанных способов может быть использован для стимулирования получения углеводородов из подземных формаций. При первоначальном стимулировании формации после нагнетания описанного водного раствора для обработки скважин обычно следует нагнетание поперечно-сшитой, гелеобразной обрабатывающей жидкости для расширения трещин в подземном образовании от ствола скважины. В соответствии с одним из вариантов поперечно-сшитая, гелеобразная обрабатывающая жидкость также вытесняет или направляет водный раствор для обработки скважин в образующиеся трещины.

Сначала приводится описание способа согласно настоящему изобретению с использованием раствора, содержащего гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное соединение. В соответствии с данным способом раствор для обработки скважин закачивают в формацию со скоростью, достаточной для образования трещины, и раствору позволяют стечь в матрицу формации. Обычно после закачивания такого раствора следует добавление поперечно-сшитой, заполненной расклинивающим наполнителем жидкости. После операций по образованию трещин может потребоваться период закупоривания, обеспечивающий возможность взаимодействия соединений *in situ*. Требования к периоду закупоривания определяют на основании температуры в нижней части скважины и измеренной глубины ее ствола. В результате последующего взаимодействия *in situ* в стволе скважины или матрице формации получают гидрофобно-модифицированный RPM. Полученный гидрофобно-модифицированный RPM связывается с матрицей формации, тем самым по меньшей мере снижая проницаемость формации для воды.

Если водный раствор для обработки скважин содержит гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное соединение, то раствор может дополнительно содержать некоторое количество контролирующей глину добавки, такой как хлорид калия или хлорид тетраметиламмония, или т.п. Кроме того, раствор предпочтительно содержит регулирующий рН агент, такой как каустик или т.п., для того чтобы поднять уровень рН приблизительно до 8 или выше, наиболее предпочтительно до диапазона приблизительно от 11 до 12. Доведение рН раствора до указанного диапазона ускоряет скорость взаимодействия гидрофильного реакционно-способного полимера и галоидалкила. Помимо того, обычно добавляют поверхностно-активное вещество для ускорения растворения гидрофобного соединения в водном растворе для обработки скважин.

Как указано выше, настоящее изобретение также относится к замещению водного раствора в формации при давлении раствором гелеобразной жидкости или поперечно-сшитой гелеобразующей жидкости, закачиваемой в скважину после раствора. Вода и гелеобразующие агенты поперечно-сшитой гелеобразной жидкости, используемой для образования трещин, т.е. стимулирования формации, могут представлять собой любые описанные выше или известные специалистам в данной области техники воду и гелеобразующие агенты. Поперечно-сшивающий агент предпочтительно включает боратную композицию. Такая композиция действует как

буферный агент для обрабатываемой жидкости и как поперечно-сшивающий промотор для гидратированного галактоманнанового гелеобразующего агента в обрабатываемой жидкости. Поперечно-сшивающая боратная композиция предпочтительно представляет собой жидкий раствор, обычно включающий воду, источник растворимого бора, такой как борная кислота и алканоламин или алкиламин. Вода, используемая для получения боратной композиции, предпочтительно представляет собой свежую воду, однако могут быть использованы и другие водные жидкости при условии, что они не вступают в побочные реакции или каким-либо иным способом влияют на другие компоненты боратной композиции или получаемую с их использованием жидкость для обработки. Вода может включать один или несколько депрессаторов температуры замерзания, таких как этиленгликоль, пропиленгликоль, спирты или т.п., для предотвращения замерзания боратной композиции в холодную погоду. Этиленгликоль предпочтительно объединяют с водой, используемой в количестве 50 мас.% от получаемого раствора. Такая концентрация этиленгликоля снижает температуру замерзания боратной композиции до уровня ниже приблизительно -28°C (-20°F). Термин “вода”, используемый здесь по отношению к боратной композиции, означает воду или иную подходящую водную жидкость, содержащую или не содержащую растворенные в ней один или более депрессаторов температуры замерзания. Вода предпочтительно присутствует в боратной композиции в количестве приблизительно от 96 до 5% от массы соединения, наиболее предпочтительно около 60% от массы.

Источник бора может включать, по существу, любое боросодержащее соединение, способное обеспечивать содержание бората в растворе, рН которого поддерживается на уровне приблизительно выше 7. Источником бора может, например, служить борная кислота, оксид бора, пироборная кислота, метаборная кислота, бура, тетраборат натрия и т.п. Для упрощения в дальнейшем будут делаться ссылки на содержание бората или бора в виде борной кислоты или эквивалентов борной кислоты. То есть если массовый процент указан для содержания бора в виде борной кислоты, подразумевается, что химически эквивалентное количество, например, буры или тетрабората натрия может быть заменено борной кислотой.

Источник бора предпочтительно присутствует в поперечно-сшивающей композиции в виде борной кислоты в количестве приблизительно от 3 до 82% от массы композиции, наиболее предпочтительно в количестве около 30% от массы.

В поперечно-сшивающей боратной композиции могут быть использованы различные алканоламины или алкиламины, но количество бора в композиции снижается по мере повышения молекулярной массы амина, входящего в композицию. Таким образом, предпочтительным является использование алканоламина с относительно низкой молекулярной массой, такого как этаноламин. Наиболее предпочтительным низкомолекулярным алканоламином является моно-этанолламин. Использование низкомолекулярного алканоламина в боратной композиции обеспечивает дополнительное преимущество, придавая композиции стойкость в условиях холодной погоды, т.е. композиция без содержащегося в ней депрессатора температуры замерзания не кристаллизуется или т.п. при низких температурах до приблизительно -15°C (5°F). Другие подходящие алканоламины включают диэтанолламин, 1-амино-2-пропанол, 1-амино-2-бутанол и т.п. Алкиламины могут включать алифатический полиамин, такой как, например, этилендиамин, диэтилентриамин, триэтилентетраамин, 1,2-диаминопропан, тетраэтиленпентамин и т.п. Алканолламин или алкиламин обычно присутствует в поперечно-сшивающей и

буферной композиции в количестве приблизительно от 1 до 13% от массы композиции. При использовании моно-этаноламина он предпочтительно присутствует в композиции в количестве, составляющем приблизительно около 10% от массы композиции.

5 Особенно предпочтительная высококонцентрированная, стойкая поперечно-сшивающая композиция согласно данному изобретению состоит из воды, присутствующей в количестве около 60% от массы композиции, бора в пересчете на борную кислоту, присутствующую в количестве около 30% от массы композиции, и
10 моно-этаноламина, присутствующего в количестве около 10% от массы композиции. Такая композиция является стойкой и легко закачивается и измеряется при низких температурах. Концентрация ионов бората в композиции является очень высокой, поэтому композиция способна оказывать буферное действие на получаемую жидкость для обработки до рН приблизительно от 8,4 до 9, без необходимости использования
15 каких-либо других химических веществ, таких как каустик, карбонат натрия или иной буфер.

Поперечно-сшивающая композиция, состоящая из воды, источника бора и алаканоламина или алкиламина, присутствует в боратных, поперечно-сшитых,
20 гелеобразных водных жидкостях для обработки скважин согласно данному изобретению в количестве приблизительно от 0,05 до 0,8% от массы воды в жидкостях для обработки, предпочтительно, в количестве приблизительно от 0,15 до 0,4% от массы.

Особенно предпочтительная боратная, поперечно-сшитая, гелеобразная водная жидкость для обработки скважин согласно данному изобретению состоит из воды, гидратированного гуара, присутствующего в количестве около 0,30% от массы воды,
25 и предпочтительной боратной композиции для буферного воздействия на жидкость для обработки и поперечного сшивания гидратированного гуара, состоящего из воды, борной кислоты и описанного выше моно-этаноламина, присутствующего в жидкости
30 для обработки в количестве около 0,2% от массы воды.

Как понятно специалистам в данной области техники, в жидкости для обработки скважин согласно данному изобретению могут быть введены различные известные добавки, такие как стабилизаторы геля, агенты для понижения вязкости геля,
35 стабилизаторы глины, бактерициды, понизители водоотдачи, расклинивающие наполнители, такие как песок и т.п., которые не вступают в нежелательное взаимодействие с жидкостями для обработки или мешают их использованию желательным образом.

40 Таким образом, в соответствии с одним из вариантов изобретения усовершенствованный способ обработки подземной формации, через которую проходит скважина, включает стадии получения водной обрабатывающей жидкости (которая, необязательно, может быть превращена в гель), включающей гидрофильный реакционно-способный полимер и гидрофобное соединение, а также
45 получение заполненной расклинивающим наполнителем, поперечно-сшитой, гелеобразной, водной обрабатывающей жидкости. Полученные жидкости закачивают в подземную формацию со скоростью и давлением, достаточными для того, чтобы вызвать растрескивание формации. Водная жидкость для обработки может
50 необязательно содержать расклинивающий наполнитель.

В зависимости от условий ствола скважины и формации может потребоваться период закупоривания от одной минуты до нескольких часов, чтобы обеспечить взаимодействие *in situ* гидрофильного реакционно-способного полимера и

гидрофобного соединения. Как правило, продолжительность любого периода закупоривания определяют длина буровой скважины и температура в ее нижней части. Например, глубокой буровой скважине с температурой около 93°C (200°F) или более может не понадобиться период закупоривания. Обычные мелкие более холодные
5 формации потребуют более длительных периодов закупоривания, возможно, продолжительностью до 24 часов. Специалисты в данной области техники могут легко определить необходимость и продолжительность периодов закупоривания. Во время периода закупоривания или загрузки материалов в скважину гидрофильный
10 реакционно-способный полимер и гидрофобное соединение взаимодействуют, образуя гидрофобно-модифицированный RPM, способный сцепляться с матрицей формации. Образующийся полимер, т.е. гидрофобно-модифицированный RPM, ингибирует прохождение воды через формацию, не оказывая существенного воздействия на получение углеводородов.

15 Во время такой обработки гелеобразные жидкости для обработки скважин закачивают через ствол скважины в разламываемую подземную зону или формацию с высокой скоростью и под высоким давлением, вызывая возникновение трещин в подземной зоне или образовании, при этом расклинивающий агент, такой как песок, суспендируется в поперечно-сшитой обрабатываемой жидкости, попадает в трещины
20 и оседает в них. Затем вязкость гелеобразных и поперечно-сшитых жидкостей-носителей снижают, т.е. опять превращают их в разбавленные жидкости, способные вытекать из трещин, оставляя в них расклинивающий наполнитель. Период времени, необходимый для снижения вязкости геля, предпочтительно короче или
25 равен периоду времени, необходимому для закупоривания. Затем может быть начата добыча углеводородов из подвергнутых растрескиванию, обработанных подземных формаций.

Согласно другому варианту способ обработки подземной формации, через
30 которую проходит скважина, включает стадии получения водной обрабатываемой жидкости (которая, необязательно, может быть превращена в гель), включающей подвергнутый предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный RPM, а также получение нагруженной расклинивающим наполнителем, поперечно-сшитой, гелеобразной, водной
35 обрабатываемой жидкости. Водная жидкость для обработки может необязательно содержать расклинивающий наполнитель. Полученные жидкости закачивают в подземную формацию со скоростью и давлением, достаточными для того, чтобы вызвать растрескивание формации. Гидрофобно-модифицированный RPM сцепляется с
40 матрицей и тем самым ингибирует прохождение воды через формацию, не оказывая существенного воздействия на получение углеводородов. Концентрация подвергнутого предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированного RPM в водной жидкости для обработки варьируется
приблизительно от 0,05 до 1,0 мас. %.

45 Во время такой обработки гелеобразные жидкости для обработки скважин закачивают через ствол скважины в разламываемую подземную зону или формацию с достаточной скоростью и давлением, чтобы вызвать образование трещин в подземной зоне или образовании. Во время образования трещин расклинивающий агент, такой
50 как песок, суспендированный в поперечно-сшитой обрабатываемой жидкости, попадает в трещины и оседает в них. Затем вязкость гелеобразных и поперечно-сшитых жидкостей-носителей снижают, т.е. опять превращают их в разбавленные жидкости, способные вытекать из трещин, оставляя в них

расклинивающий наполнитель. Затем может быть начата добыча углеводородов из подвергнутых растрескиванию, обработанных подземных формаций.

В отличие от описанного выше способа, в соответствии с которым гидрофильный реакционно-способный полимер взаимодействует *in situ* с гидрофобным соединением, вариант, использующий подвергнутый предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированный RPM, не требует добавления поверхностно-активного вещества. Кроме того, данный вариант настоящего изобретения не требует закупоривания скважины на период времени, необходимый для получения *in situ* гидрофобно-модифицированного RPM. В остальном вариант настоящего изобретения, использующий подвергнутый предварительному взаимодействию, гидрофобно модифицированный RPM, может быть осуществлен вышеописанным способом, касающимся взаимодействия *in situ* гидрофильного реакционно-способного полимера с гидрофобным соединением.

Настоящее изобретение также касается способов повторного стимулирования продуцирующих формаций. Как известно специалистам в данной области техники, процентное содержание воды, получаемой вместе с углеводородами, часто повышается за время эксплуатации подземной формации. Кроме того, некоторые скважины обеспечивают возможность продолжения эксплуатации существующей трещины, образованной расклинивающим наполнителем. Присутствие углеводородов в содержащих воду зонах часто мешает использованию известных модифицирующих проницаемость соединений. Однако было установлено, что композиции и способы согласно настоящему изобретению эффективно снижают проницаемость формации для воды без отрицательного воздействия на получение углеводородов.

В целом, способы повторного стимулирования производства осуществляют в соответствии с вышеприведенным описанием, за исключением того, что в данном случае образованная расклинивающим наполнителем трещина уже существует. Соответственно, процесс повторного стимулирования требует закачивания водного раствора для обработки скважин гидрофильного реакционно-способного полимера и гидрофобного соединения или раствора, содержащего подвергнутый предварительному взаимодействию, гидрофобно-модифицированный RPM под давлением и скоростью, достаточными для повторного открытия и предпочтительно, увеличения трещины. После водного раствора для обработки скважин предпочтительно вводят поперечно-сшитую, заполненную расклинивающим наполнителем жидкость, способствующую удержанию трещины в открытом состоянии после снятия давления. Альтернативно, растворы согласно настоящему изобретению могут содержать расклинивающий наполнитель.

Таким образом, описанные выше водные растворы для обработки скважин подходят для стимулирования или повторного стимулирования трещин углеводородной формации. При повторном стимулировании существующую переднюю поверхность трещины и вновь созданную поверхность трещины обрабатывают модификатором относительной проницаемости, получаемым *in situ* из водного раствора согласно настоящему изобретению либо из подвергнутого предварительному взаимодействию гидрофобно-модифицированного RPM. Таким образом, процесс повторного стимулирования одновременно улучшает получение углеводородов и снижает или предотвращает получение воды из обработанной части формации.

Следующие примеры предназначены для дальнейшей иллюстрации композиций и способов согласно настоящему изобретению.

Пример 1

Для определения снижения проницаемости воды, обеспечиваемого взаимодействием *in situ* метакрилата полидиметиламиноэтила с цетилбромидом, используют рассчитанный на различное давление выпускной рукав Hassler, имеющий сердцевину Verea из песчаника. Тесты на снижение проницаемости осуществляют при температуре 200°F с использованием насыщенного солевого раствора, содержащего 9 мас.% хлорида натрия и 1 мас.% хлорида кальция.

Для осуществления первой серии тестов, результаты которых представлены ниже в таблице I, используют следующую методику. Вышеописанный насыщенный солевой раствор пропускают через сердцевину Verea, затем через нее пропускают нефть (керосин), а затем насыщенный солевой раствор. Третий поток солевого раствора выдерживают до стабилизации давления, получая первоначальную проницаемость солевого раствора. Раствор для обработки, содержащий 100 мл раствора метакрилата полидиметиламиноэтила, цетилбромид и цетилтриметиламмонийбромид, растворенный в 2% солевом растворе KCl при pH 12, пропускают через сердцевину. Затем сердцевину закупоривают приблизительно на 24 часа, обеспечивая возможность взаимодействия полимера и цетилбромид. По окончании периода закупоривания вновь создают поток солевого раствора до стабилизации давления, получая конечную проницаемость. Процентную величину снижения проницаемости солевого раствора определяют при помощи следующей формулы: $[1 - (\text{конечная проницаемость} / \text{исходная проницаемость})] \times 100$. Рассчитанный на различное давление выпускной рукав Hassler позволяет разделить проницаемость сердцевины на четыре сегмента. Во время тестов исходный поток солевого раствора занимает с 1-го по 4-й сегмент. Поток раствора для обработки занимает с 4-го по 1-й сегмент, а конечный исходный поток солевого раствора занимает с 1-го по 4-й сегмент. Исходную и конечную проницаемость определяют для двух средних сегментов, т.е. сегментов 2 и 3. Кроме того, также определяют полную или общую проницаемость сердцевины. Результаты тестов представлены ниже в таблице I. Результаты реакционной обработки *in situ*, представленные в таблице I, ясно показывают, что использование настоящего изобретения обеспечивает снижение уровня проникновения солевого раствора в формацию.

№ Теста	Полимер	Цетил-бромид	Бромид цетилтриметил аммония	Общее снижение проницаемости солевого раствора	Снижение проницаемости солевого раствора сегмента 2	Снижение проницаемости солевого раствора сегмента 3
1	0,7%	0,08%	0,05%	50%	32%	32%
2	1,1%	0,1%	0,07	70%	61%	74%

Пример 2

Повторяют тесты, представленные в таблице I, используя различные последовательности потоков и “параллельное” устройство сердцевины. В параллельном устройстве две сердцевины Verea соединяют во время фазы обработки таким образом, что жидкость для обработки имеет одинаковую возможность протекать через любую сердцевину. В данном тесте последовательность потоков для первой сердцевины, обозначенной “водная” сердцевина, включает просто солевой раствор-жидкость для обработки-солевой раствор. Во второй сердцевине, обозначенной “масляная” сердцевина, последовательность включает солевой раствор-масло-солевой раствор-масло-жидкость для обработки-масло. Пропускание

последовательностей потоков через упомянутые две сердцевинки до фазы обработки осуществляют по отдельности, т.е. во время данной фазы сердцевинки не соединены. Во время данной фазы определяют проницаемость исходного солевого раствора и масла. Сердцевинки соединяют для фазы обработки, затем разъединяют для потока

5 конечного солевого раствора и масла. Результаты, полученные от конечного солевого потока и масла, используют для определения проницаемости конечного солевого потока и масла. Процентную величину снижения проницаемости определяют в соответствии с описанием, приведенным в примере I.

10 Согласно данному тесту обработка включает использование предварительно полученного, гидрофобно-модифицированного метакрилата полидиметиламиноэтила, приготовленного в виде типичной жидкости для гидравлического разрыва пласта. Жидкость содержит 0,2% предварительно полученного,

15 гидрофобно-модифицированного метакрилата полидиметиламиноэтила и 0,3% гуарового гелеобразующего агента, а также биоциды, буферы, вещества для снижения вязкости и другие добавки, хорошо известные специалистам в данной области техники. В целом, 25 мл такого раствора для обработки прокачивают через две

20 сердцевинки при параллельном устройстве. Из 25 мл обрабатывающего раствора 16 мл попадают в водную сердцевинку, а 9 мл попадают в масляную сердцевинку. Данный тест демонстрирует действие полимера на содержащие воды и масло зоны при его введении в жидкость для гидравлического разрыва пласта. Результаты тестов представлены ниже в таблице II. Из таблицы II очевидно, что обработка привела к существенному

25 снижению проницаемости водной сердцевинки и к очень небольшому снижению проницаемости масляной сердцевинки.

ТАБЛИЦА II			
Сердцевина	Общее снижение проницаемости	Снижение проницаемости сегмента 2	Снижение проницаемости сегмента 3
Вода	59%	22%	55%
Масло	0	0	22%

Представленные выше результаты тестов демонстрируют способность

35 реакционно-способных полимеров селективно снижать проницаемость сердцевинки для потока воды без снижения уровня прохождения масляного потока через различные образцы сердцевинки.

Другие варианты осуществления настоящего изобретения станут очевидными для специалистов в данной области техники после изучения данного описания или осуществления раскрытого в нем изобретения. Однако данное описание должно

40 рассматриваться только как иллюстрация настоящего изобретения, при этом истинный объем и сущность данного изобретения заявлены в следующей формуле изобретения.

45 Формула изобретения

1. Водный раствор для обработки скважин, содержащий: водный раствор гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с гидрофильным

50 реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе.

2. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофильный

реакционно-способный полимер представляет собой гомо-, со- или терполимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу.

3. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер выбран из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полилизина и полимеров алкилакрилата.

4. Раствор для обработки скважин по п.3, в котором полимер алкилакрилата включает полимер, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из: метакрилата диметиламиноэтила и метакриламида диметиламинопропила.

5. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофильный реакционноспособный полимер представляет собой метакрилат полидиметиламиноэтила.

6. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофобное соединение выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

7. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофобное соединение представляет собой цетилбромид.

8. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором поверхностно-активное вещество выбрано из группы анионных, катионных, амфотерных или нейтральных поверхностно-активных веществ.

9. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором поверхностно-активное вещество выбрано из группы, состоящей из: алкил-аммониевых поверхностно-активных веществ, бетаинов, сульфатов простого алкилового эфира, сульфонов простого алкилового эфира и этоксилированных спиртов.

10. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

11. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,2 до 1,5% от массы водного раствора.

12. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,01 до 1,0% от массы водного раствора.

13. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,02 до 0,5% от массы водного раствора.

14. Раствор для обработки скважин по п.1, в котором поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 0,1 до 1,0% от массы водного раствора.

15. Раствор для обработки скважин по п.1, дополнительно включающий регулирующий pH агент, выбранный из группы, состоящей из: буферов, гидроксидов щелочных металлов, карбонатов щелочных металлов и фосфатов щелочных металлов.

16. Раствор для обработки скважин по п.1, дополнительно включающий гидратированный галактоманновый гелеобразующий агент, выбранный из группы, состоящей из: гуара, гидроксиэтилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксиэтилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

17. Раствор для обработки скважин по п.16, в котором гидратированный галактоманновый гелеобразующий агент составляет приблизительно от 0,06 до 0,72% от массы водного раствора.

18. Водный раствор для обработки скважин, включающий: водный раствор

гидрофильного реакционно-способного полимера, в котором полимер представляет собой гомо-, со- или терполимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с гидрофильным
5 реакционно-способным полимером, регулирующий pH агент и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе.

19. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофильный
10 реакционно-способный полимер выбран из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламина/винилового спирта), хитозана, полилизина и полимеров алкилакрилата.

20. Раствор для обработки скважин по п.19, в котором полимер алкилакрилата
15 включает полимер, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из: метакрилата диметиламиноэтила и метакриламида диметиламинопропила.

21. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофильный
20 реакционно-способный полимер представляет собой метакрилат полидиметиламиноэтила.

22. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофобное соединение
выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

23. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофобное соединение
25 представляет собой цетилбромид.

24. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором поверхностно-активное
вещество выбрано из группы, состоящей из: алкил-аммониевых
поверхностно-активных веществ, бетаинов, сульфатов простого алкилового эфира,
30 сульфонов простого алкилового эфира и этоксилированных спиртов.

25. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофильный
реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы
водного раствора.

26. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофильный
35 реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,2 до 1,5% от массы водного раствора.

27. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофобное соединение
составляет приблизительно от 0,01 до 1,0% от массы водного раствора.

28. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором гидрофобное соединение
40 составляет приблизительно от 0,02 до 0,5% от массы водного раствора.

29. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором поверхностно-активное
вещество составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

30. Раствор для обработки скважин по п.18, в котором регулирующий pH агент
45 выбран из группы, состоящей из: буферов, гидроксидов щелочных металлов, карбонатов щелочных металлов и фосфатов щелочных металлов.

31. Раствор для обработки скважин по п.18, дополнительно включающий
гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент, выбранный из группы,
50 состоящей из: гуара, гидроксипропилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксипропилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

32. Раствор для обработки скважин по п.31, в котором гидратированный
галактоманнановый гелеобразующий агент составляет приблизительно от 0,06 до

0,72% от массы водного раствора.

33. Водный раствор для обработки скважин, содержащий:

водный раствор гидрофильного реакционно-способного полимера, гидрофобное соединение, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, регулирующий рН агент, гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе; причем

гидрофильный реакционно-способный полимер, представляет собой гомо-, со- или терполимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу; гидрофобное соединение выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит приблизительно от 6 до 30 атомов углерода; и поверхностно-активное вещество выбрано из группы, состоящей из:

алкил-аммониевых поверхностно-активных веществ, бетаинов, сульфатов простого алкилового эфира, сульфонов простого алкилового эфира и этоксилированных спиртов.

34. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер выбран из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полилизина и полимеров алкилакрилата.

35. Раствор для обработки скважин по п.34, в котором полимер алкилакрилата включает полимер, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из: метакрилата диметиламиноэтила и метакриламида диметиламинопропила.

36. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофобное соединение представляет собой цетилбромид.

37. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

38. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,2 до 1,5% от массы водного раствора.

39. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,01 до 1,0% от массы водного раствора.

40. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,02 до 0,5% от массы водного раствора.

41. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

42. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором регулирующий рН агент выбран из группы, состоящей из: буферов, гидроксидов щелочных металлов, карбонатов щелочных металлов и фосфатов щелочных металлов.

43. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент выбран из группы, состоящей из: гуара, гидроксиэтилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксиэтилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

44. Раствор для обработки скважин по п.33, в котором гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент составляет приблизительно от 0,06 до 0,72% от массы водного раствора.

45. Способ стимулирования или повторного стимулирования содержащей углеводороды формации, через которую проходит скважина, включающий следующие стадии:

5 получение водного раствора, включающего гидрофильный реакционно-способный полимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе;

10 доведение pH по меньшей мере до 8 и закачивание водного раствора через ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для разрыва содержащей углеводороды формации.

15 46. Способ по п.45, дополнительно включающий стадию добавления к водному раствору гидратированного галактоманнанового гелеобразующего агента, выбранного из группы, состоящей из: гуара, гидроксипропилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксипропилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

20 47. Способ по п.45, дополнительно включающий стадию закупоривания ствола скважины на период приблизительно от 1 мин до 24 ч.

48. Способ по п.45, дополнительно включающий стадию закачивания поперечно-сшитой гелеобразной жидкости через ствол скважины после водного раствора.

25 49. Способ по п.45, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер выбран из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полилизина и полимеров алкилакрилата.

30 50. Способ по п.49, в котором полимер алкилакрилата включает полимер, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из: метакрилата диметламиноэтила и метакриламида диметиламинопропила.

35 51. Способ по п.45, в котором гидрофобное соединение выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

40 52. Способ по п.45, в котором поверхностно-активное вещество выбрано из группы, состоящей из: алкил-аммониевых поверхностно-активных веществ, бетаинов, сульфатов простого алкилового эфира, сульфонов простого алкилового эфира и этоксилированных спиртов.

53. Способ по п.45, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

54. Способ по п.45, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,01 до 1,0% от массы водного раствора.

45 55. Способ по п.45, в котором поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

50 56. Способ по п.45, дополнительно включающий стадию закачивания достаточного количества водного раствора в полученную трещину для снижения проницаемости формации для воды.

57. Способ стимулирования или повторного стимулирования содержащей углеводороды формации, через которую проходит скважина, включающий следующие стадии:

получение водного раствора, содержащего гидрофильный реакционно-способный полимер, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер представляет собой гомо-, со- или терполимер, содержащий по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, гидрофобное соединение, выбранное из галоидалкилов, способное взаимодействовать с гидрофильным реакционно-способным полимером, и достаточное количество поверхностно-активного вещества, способного улучшать растворение гидрофобного соединения в водном растворе;

доведение рН по меньшей мере до 8;

закачивание водного раствора через ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для разрыва углеводородной формации; и

закачивание поперечно-сшитой гелеобразующей жидкости через ствол скважины после водного раствора.

58. Способ по п.57, дополнительно включающий стадию добавления к водному раствору гидратированного галактоманнанового гелеобразующего агента, выбранного из группы, состоящей из: гуара, гидроксиэтилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксиэтилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

59. Способ по п.57, дополнительно включающий стадию закупоривания ствола скважины на период приблизительно от 1 мин до 24 ч.

60. Способ по п.57, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер выбран из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полимеров полилизина и алкилакрилата.

61. Раствор для обработки скважин по п.60, в котором полимер алкилакрилата включает полимер, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из: метакрилата диметиламиноэтила и метакриламида диметиламинопропила.

62. Способ по п.57, в котором гидрофобное соединение выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

63. Способ по п.57, в котором поверхностно-активное вещество выбрано из группы, состоящей из: алкил-аммониевых поверхностно-активных веществ, бетаинов, сульфатов простого алкилового эфира, сульфонатов простого алкилового эфира и этоксилированных спиртов.

64. Способ по п.57, в котором гидрофильный реакционно-способный полимер составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

65. Способ по п.57, в котором гидрофобное соединение составляет приблизительно от 0,01 до 1,0% от массы водного раствора.

66. Способ по п.57, в котором поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 0,1 до 2,0% от массы водного раствора.

67. Способ по п.57, дополнительно включающий стадию закачивания достаточного количества водного раствора в полученную трещину для снижения проницаемости формации для воды.

68. Водный раствор для обработки скважин, содержащий: гидрофобно модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости, полученный взаимодействием гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, с

гидрофобным соединением, выбранным из галоидалкилов, в котором гидрофобно модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости составляет приблизительно от 0,05% до 1,0% от массы водного раствора для обработки скважин; а

5 гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент составляет приблизительно от 0,06% до 0,72% от массы водного раствора для обработки скважин.

69. Водный раствор для обработки скважин по п.68, в котором гидратированный галактоманнановый гелеобразующий агент выбирают из группы, состоящей из: гуара, 10 гидроксипропилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксипропилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

70. Водный раствор для обработки скважин по п.68, в котором гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости включает гидрофильную часть, выбранную из группы, состоящей из: 15 полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полилизина; и гидрофобную часть, в которой гидрофобная часть представляет собой алкильную цепь, содержащую приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

20 71. Водный раствор для обработки скважин по п.68, в котором гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости включает по меньшей мере один гидрофильный мономер, выбранный из группы, состоящей из:

25 акриламида, 2-акриламид-2-метилпропансульфоновой кислоты,

N,N-диметилакриламида,

винилпирролидона,

метакрилата диметиламиноэтила,

акриловой кислоты,

30 метакриламида диметиламинопропила,

хлорида метакрилата триметиламмонийэтила,

метакриламида,

гидроксиэтилакрилата; и

35 по меньшей мере одного мономера, выбранного из группы, состоящей из:

алкилакрилатов,

алкилметакрилатов,

алкилакриламидов,

алкилметакриламидов, в которых алкильные радикалы содержат приблизительно

40 от 4 до 22 атомов углерода, бромида метакрилата алкилдиметиламмонийэтила,

хлорида метакрилата алкилдиметиламмонийэтила и иодида метакрилата

алкилдиметиламмонийэтила, в котором алкильные радикалы содержат

приблизительно от 4 до 22 атомов углерода, и бромида

45 алкилдиметиламмонийпропилметакриламида, хлорида

алкилдиметиламмонийпропилметакриламида и иодида

алкилдиметиламмонийпропилметакриламида, в котором алкильные группы содержат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода.

72. Способ стимулирования или повторного стимулирования получения

50 углеводородов из подземной формации, через которую проходит скважина, а также

снижения водной проницаемости подземной формации, включающий следующие стадии:

закачивание водного раствора для обработки скважин, содержащего

5 гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости, полученный взаимодействием гидрофильного реакционно-способного полимера, содержащего по меньшей мере одну реакционно-способную аминогруппу, с гидрофобным соединением, выбранным из галоидалкилов, через ствол скважины со скоростью и давлением, достаточными для гидравлического разрыва формации.

73. Способ по п.72, дополнительно включающий стадию гелеобразования гидрофобно-модифицированного, растворимого в воде модификатора относительной проницаемости путем добавления гидратированного галактоманнанового
10 гелеобразующего агента, выбранного из группы, состоящей из: гуара, гидроксиэтилгуара, гидроксипропилгуара, карбоксиметилгуара, карбоксиметилгидроксиэтилгуара и карбоксиметилгидроксипропилгуара.

74. Способ по п.72, дополнительно включающий стадию закачивания поперечно-сшитой гелеобразующей жидкости в формацию после
15 гидрофобно-модифицированного, растворимого в воде модификатора относительной проницаемости.

75. Способ по п.72, в котором гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости представляет собой продукт
20 взаимодействия гидрофильного реакционно-способного полимера и гидрофобного соединения.

76. Способ по п.75, в котором гидрофобное соединение выбрано из группы, состоящей из галоидалкилов, в которых часть алкильной цепи содержит
25 приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

77. Способ по п.72, в котором гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости включает гидрофильную часть, выбранную из группы, состоящей из: полиэтиленimina, поливиниламина, поли(виниламинового/винилового спирта), хитозана, полилизина, и гидрофобную
30 часть, в которой гидрофобная часть представляет собой алкильную цепь, содержащую приблизительно от 6 до 30 атомов углерода.

78. Способ по п.72, дополнительно включающий стадию закачивания достаточного количества водного раствора в полученную трещину для снижения водной проницаемости формации.

79. Способ по п.72, в которой гидрофобно-модифицированный, растворимый в воде модификатор относительной проницаемости включает по меньшей мере один гидрофильный мономер, выбранный из группы, состоящей из:

акриламида, 2-акриламид-2-метилпропансульфоновой кислоты,

40 N,N-диметилакриламида,

винилпирролидона,

метакрилата диметиламиноэтила,

акриловой кислоты,

диметиламинопропилметакриламида,

45 хлорида метакрилата триметиламмонийэтила,

метакриламида,

гидроксиэтилакрилата; и

по меньшей мере один мономер, выбранный из группы, состоящей из:

50 алкилакрилатов,

алкилметакрилатов,

алкилакриламидов,

алкилметакриламидов, в которых алкильные радикалы содержат

приблизительно от 4 до 22 атомов углерода, бромида метакрилата алкилдиметиламмонийэтила, хлорида метакрилата алкилдиметиламмонийэтила и иодида метакрилата алкилдиметиламмонийэтила, в котором алкильные радикалы содержат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода, и бромида алкилдиметиламмонийпропилметакриламида, хлорида алкилдиметиламмонийпропилметакриламида и иодида алкилдиметиламмонийпропилметакриламида, в котором алкильные группы содежат приблизительно от 4 до 22 атомов углерода.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50