

(12) МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С
ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

(19) Всемирная Организация
Интеллектуальной Собственности
Международное бюро



(10) Номер международной публикации
WO 2016/003303 A1

(43) Дата международной публикации
07 января 2016 (07.01.2016)

WIPO | РСТ

(51) Международная патентная классификация:
E21B 43/267 (2006.01) *C09K 8/80* (2006.01)
E21B 28/00 (2006.01)

(21) Номер международной заявки: РСТ/RU2014/000473

(22) Дата международной подачи:
30 июня 2014 (30.06.2014)

(25) Язык подачи: Русский

(26) Язык публикации: Русский

(71) Заявитель (только для CA): ШЛЮМБЕРЖЕ
КАНАДА ЛИМИТЕД (SCHLUMBERGER CANADA
LIMITED) [CA/CA]; 525-3 Авеню С.В., О Клэр Плэйс
1, 7 флор Алберта, Калгари, T2P 0G4, Alberta (CA).

(71) Заявитель (для всех указанных государств, кроме AE,
AO, BF, BH, BJ, CA, CF, CG, CI, CM, CN, FR, GA, GB,
GN, GQ, GW, IN, JP, LY, MA, MZ, NA, NE, NG, NL, PH,
SN, SY, TD, TG, US, VN): ШЛЮМБЕРЖЕ
ТЕХНОЛОДЖИ Б.В. (SCHLUMBERGER TECHNO-
LOGY B.V.) [NL/NL]; Паркштраат 83-89, 2514 ЙГ,
Гаага, 2514, The Hague (NL).

(71) Заявитель (только для AE, AO, BF, BH, BJ, CF, CG,
CI, CM, CN, GA, GB, GH, GN, GQ, GW, IN, JP, KM, LY,
MA, ML, MR, MZ, NA, NE, NG, NL, PH, SD, SN, SY, TD,
TG, VN): ПРАД РИСЕЧ ЭНД ДЕВЕЛОПМЕНТ
ЛИМИТЕД (PRAD RESEARCH AND DEVELOP-
MENT LIMITED); 71 Род Таун Крэйгмуир Чэмберс,
Тортола, Craigmuir Chambers, Tortola (VG).

(71) Заявитель (только для FR): СЕРВИСЕС
ПЕТРОЛИЕРС ШЛЮМБЕРЖЕ (SERVICES PET-

ROLIERS SCHLUMBERGER) [FR/FR]; 42 Рю Сент
Доминик, Париж, 75007, Paris (FR).

(71) Заявитель (только для US): ШЛЮМБЕРЖЕ
ТЕХНОЛОДЖИ КОРПОРЕЙШН (SCHLUMBER-
GER TECHNOLOGY CORPORATION) [US/US]; 300
Шлюмберже Драйв, Шугар Лэнд, Техас, 77478, Sugar
Land (US).

(71) Заявитель (только для GB, JP, NL): ШЛЮМБЕРЖЕ
ХОЛДИНГС ЛИМИТЕД (SCHLUMBERGER
HOLDINGS LIMITED); а.я. 71, Крейгмур Чэмберс,
Род Таун, Тортола, Tortola (VG).

(72) Изобретатель; и

(71) Заявитель (только для US): ПАНЦУРКИН, Данил
Сергеевич (PANTSURKIN, Danil Sergeyevich)
[RU/RU]; бульвар Молодежи, 30, кв.82 Новосибирск,
630055, Novosibirsk (RU).

(72) Изобретатели: ХОРВАТ САБО, Геза (HORVATH
SZABO, Geza); 2710 Грантс Лейк Бульвар Юнит
Джей4 Шугар Лэнд, Техас, 77479-1453, Texas (US).
КРАЕМЕР, Чад (KRAEMER, Chad); 26315 Коттедж
Спрингс Ст. Кати, Техас, 77494, Texas (US). ПАНГА,
Мохан (PANGA, Mohan); 3306 С Фрай Роуд кв. 214
Кату Техас, 77450, Texas (US).

(74) Агент: МАРКОВА, Ирина Ивановна (MARKOVA,
Irina Ivanovna); "Технологическая Компания
Шлюмберже" ул. Зелёная Горка, 1/10, Новосибирск,
630060, Novosibirsk (RU).

(81) Указанные государства (если не указано иначе, для
каждого вида национальной охраны): AE, AG, AL, AM,

[продолжение на следующей странице]

(54) Title: METHOD FOR PLANNING PRODUCTION AND INJECTION WELLS

(54) Название изобретения : СПОСОБ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

(57) Abstract: The claimed invention relates to downhole systems for extracting various fluids and, in particular, for ex-
tracting fluid from a hydrocarbon-containing formation by hydraulic fracturing. According to the proposed method, a
hydraulic fracturing fluid which does not contain a proppant is pumped into a wellbore, thus creating a fracture in a
formation, and hydraulic fracturing fluid is introduced into the wellbore in a pulsed mode, said pulsed mode entailing
the presence of at least one pulse for the injection of a hydraulic fracturing fluid which contains a proppant and at least
one pulse for the injection of a hydraulic fracturing fluid which does not contain a proppant. Also proposed are methods
for extracting and pumping a fluid. Also proposed are methods for extracting, pumping and recovering fluids using a
hydraulic fracturing method. The proposed method makes it possible to extend the life of a well by reducing the effect
of liquid on the walls of a fracture and on proppant clusters.

(57) Реферат: Заявленное изобретение относится к скважинным системам для добычи различных текучих сред, в
частности для добычи текучей среды из углеводородо-содержащего пласта с использованием гидроразрыва. В
соответствии с предложенным способом осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды
гидроразрыва не содержащей расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте, вводят в импульсном
режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим предусматривает наличие,
по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент
и, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий
агент, также предложены способы добычи и нагнетания текучей среды. Также предложены способы добычи,
нагнетания, отбора текучих сред с использованием способа гидроразрыва. Предложенный способ позволяет
увеличить срок эксплуатации скважины за счет снижения воздействия жидкости на стенки трещины и кластеры
расклинивающего агента.

WO 2016/003303 A1



AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), евразийский (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), европейский патент (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Опубликована:

— с отчётом о международном поиске (статья 21.3)

(84) Указанные государства (если не указано иначе, для каждого вида региональной охраны): ARIPO (BW,

СПОСОБ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

5 Настоящее изобретение относится к области неоднородного размещения расклинивающего агента (НРПА) и является новым подходом к гидравлическому разрыву пласта. Неоднородная упаковка из расклинивающего агента образуется, когда в трещине размещаются несколько отдельных кластеров из расклинивающего агента. Такая (неоднородная) упаковка из отдельных кластеров
10 удерживает трещину от смыкания, одновременно формируя сеть каналов, полностью открытых для тока углеводородов.

Проводимость трещины является параметром, который влияет на производительность скважины или ее приемистость. Для трещины с НРПА проводимость определяется наличием каналов. Проводимость трещины с НРПА
15 выше, чем у обычной трещины, пока протоки для движения углеводородов (каналы) остаются открытыми.

ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

В патенте US 6,776,235 «Способ гидроразрыва», поданном компанией
20 «Шлюмберже» 23 июля 2002 года, раскрывается способ и средства оптимизации проводимости трещины. Продуктивность скважины увеличивается путем последовательной закачки чередующимися фазами в ствол скважины в целях улучшения размещения расклинивающего агента жидкостей для гидроразрыва, различающихся либо по своей способности транспортировать расклинивающие
25 агенты в трещину, либо по количеству доставляемых расклинивающих агентов. Полученные в результате такого процесса расклиненные трещины характеризуются наличием скоплений кластеров расклинивающего агента, расположенных по всей длине трещины. Другими словами, кластеры твердых частиц образуют «островки», которые держат трещину открытой по всей ее длине
30 и создают множество каналов для движения пластовых жидкостей.

В патенте US 7,281,581 «Способы гидравлического разрыва и

расклинивания трещин в подземных формациях», поданном компанией «Халлибертон» 1 декабря 2004 года, раскрываются способы неоднородного размещения расклинивающего агента, включающие формирование многочисленных агрегатов расклинивающего агента, отдельный из которых
5 содержит связующую жидкость и наполнитель, и закачку большого количество таких агрегатов как минимум в одну трещину.

В патенте US 7,044,220 «Состав и способы повышения проницаемости барьера из расклинивающего агента и проводимости трещины в подземной скважине», поданном компанией «Халлибертон» 27 июля 2003 года, раскрывается
10 проведение операций по гидроразрыву с составом расклинивающего агента, содержащим твердые частицы расклинивающего наполнителя и материал, способный необратимо разлагаться в стволе скважины; доставка состава расклинивающего агента в трещину; а также обеспечение составу расклинивающего агента возможности сформировать в трещине матрицу
15 расклинивающего агента, имеющую пустоты в своей структуре.

В заявке на патент US 2008/0135242 «Неоднородное размещение в трещине расклинивающего агента с удаляемым каналобразующим наполнителем», поданной компанией «Шлюмберже» 8 декабря 2006 года, (патент US 7,581,590 (B2), патент US 8,066,068 (B2), раскрывается способ, включающий в себя закачку
20 через ствол скважины в трещину жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и каналобразующий материал-наполнитель, называемый «каналобразователь»; неоднородное размещение расклинивающего агента в трещине в виде множества кластеров или островков агента, отделенных друг от друга каналобразователем; а также удаление каналобразующего материала-
25 наполнителя и создания открытых каналов вокруг расклинивающих стержней для обеспечения притока жидкости из пласта через трещину в ствол скважины.

В заявке на патент US 2008/0128131 «Способы повышения проводимости трещины в подземных пластах», поданной компанией «Халлибертон» 5 декабря 2006 (патент US 8,082,994 (B2)), раскрывается закачка в расклиненную трещину в
30 подземном пласте вытесняющей жидкости и формирование в расклиненной трещине как минимум одного канала.

В заявке на патент WO 2007/086771 «Способы гидроразрыва подземного

пласта», поданной компанией «Шлюмберже» 5 декабря 2006 года (патент US 8,061,424 (B2)), раскрываются экономически эффективные способы гидравлического разрыва подземного пласта, обеспечивающие улучшение проводимости трещины гидроразрыва благодаря формированию твердых
5 кластеров расклинивающего агента, равномерно распределенных по всей длине трещины. Один из этих способов содержит: первый этап, который предусматривает закачку в ствол скважины жидкости гидроразрыва, содержащей загустители, для создания трещины в пласте, и второй этап, который включает периодическое добавление расклинивающего агента в закачиваемую жидкость
10 гидроразрыва в целях доставки агента в образованную трещину и создания в ней расклинивающих кластеров, предотвращающих смыкание трещины, а также каналов, обеспечивающих движение пластовых жидкостей между кластерами. При этом на втором этапе или его подэтапах дополнительно закачивается либо армирующий, либо уплотняющий материал, либо сразу оба. Тем самым
15 увеличивается прочность кластеров расклинивающего агента, образованных в жидкости гидроразрыва.

В решениях, известных из уровня техники, основным является обеспечение возможности создания гетерогенной упаковки расклинивающего агента (проппанта), в то время как увеличение срока эксплуатации скважины за счет
20 снижения воздействия жидкости гидроразрыва на стенки трещины и кластеры (островки) проппанта не принимается во внимание.

Соответственно в уровне техники имеется необходимость в создании механизма увеличения срока эксплуатации скважины за счет снижения воздействия жидкости на стенки трещины и кластеры расклинивающего агента.

25

СУЩНОСТЬ

В настоящем изобретении раскрывается подход к проектированию операций по НРРА для добывающих и нагнетательных скважин. Этот подход разработан для горизонтальных и вертикальных скважин, и использует геометрию
30 трещины и проектирование завершающей фазы гидроразрыва для оптимизации производительности скважины или ее приемистости. Также предложены несколько подходов к выбору применяющегося в данной фазе расклинивающего

агента.

В соответствии с заявленным изобретением предложен способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, в котором осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей

5 расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте, вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим закачки предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и, по

10 меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, причем во время импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно вводят укрепляющий и/или консолидирующий материал в текучую среду гидроразрыва, при этом увеличивают, по меньшей мере, одно из концентрации

15 расклинивающего агента или концентрации укрепляющего и/или консолидирующего материала в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент.

В соответствии с заявленным изобретением предложен способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, в котором осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей

20 расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте, вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и, по меньшей

25 мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, причем импульсный режим предусматривает наличие

завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, предназначенного для увеличения глубины размещения последней порции расклинивающего агента в трещине.

В соответствии с заявленным изобретение также предложен способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, в котором осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте, вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, причем импульсный режим предусматривает проведение операций по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва.

Под термином «текучая среда» в вышепредставленных вариантах способах настоящего изобретения подразумевают жидкость гидроразрыва.

В соответствии с заявленным изобретение также предложен способ добычи текучей среды из пласта, пересекаемого стволом скважины, в котором осуществляют гидроразрыв пласта в соответствии с одним из способов гидроразрыва указанных выше; и обеспечивают канал добычи текучей среды на поверхность; добывают текучую среду из пласта посредством канала добычи.

Под термином «текучая среда» в вышепредставленном способе настоящего изобретения подразумевают одно из нефти, газа, воды или их комбинации.

В соответствии с заявленным изобретение также предложен способ откачки отработанной текучей среды гидроразрыва из пласта, пересекаемого

стволом скважины, после осуществления гидроразрыва пласта в соответствии с одним из способов способом гидроразрыва указанных выше, в котором обеспечивают канал для отработанной текучей среды гидроразрыва на поверхность; откачивают отработанной текучей среды гидроразрыва из пласта

5 посредством канала для отработанной текучей среды гидроразрыва.

Под термином «текучая среда» в вышепредставленном способе настоящего изобретения подразумевают отработанную текучую среду гидроразрыва.

В соответствии с заявленным изобретение также предложен способ нагнетания текучей среды в пласт, пересекаемый стволом скважины, в котором

10 осуществляют гидроразрыв пласта в соответствии с одним из способов гидроразрыва указанных выше; и нагнетают текучую среду в пласт.

Под термином «текучая среда» в вышепредставленном способе настоящего изобретения подразумевают текучую среду, нагнетаемую в пласт, и представляющую собой одно из воды, пара, газа, бурового раствора, жидких

15 отходов, или их комбинации.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Далее варианты осуществления заявленного изобретения описываются более подробно, посредством чертежей, на которых показано:

20 Фиг.1 - изменение коэффициента покрытия трещины расклинивающим агентом.

Фиг.2 - сжатие и расползание кластера из расклинивающего агента.

Фиг.3 - изменение глубины размещения завершающей порции расклинивающего агента.

ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

В соответствии с предложенной методикой на Фиг.1 представлена скважина 100, пересекающая нефтегазоносный пласт 101, в которую с
5 поверхности 102 нагнетается жидкость 103 гидроразрыва, которая формирует, по меньшей мере, одну трещину 104.

Затем жидкость 103 гидроразрыва нагнетают в скважину 100 в импульсном режиме для формирования трещины, причем импульсный режим предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки жидкости
10 гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и, по меньшей мере, одного импульса закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент. В качестве жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент используется чистая жидкость гидроразрыва, либо жидкость гидроразрыва с добавками, которые не относятся к расклинивающему агенту.

15 Посредством применения импульсного режима закачки жидкости гидроразрыва в трещине 104 формируются кластеры 105, 106 расклинивающего агента и каналы 107, через которые осуществляют добычу текучей среды 108 из пласта 101 на поверхность 102.

Основная идея раскрываемого ниже подхода в том, чтобы увеличить срок
20 эксплуатации скважины за счет снижения воздействия жидкости на стены трещины и кластеры (островки) расклинивающего агента. А также, с одной стороны, для того чтобы уменьшить падение давления в трещине при поддержании стабильной объемной скорости жидкости (здесь и далее по тексту под «жидкостью» понимается закачиваемая/нагнетаемая жидкость гидроразрыва,

добываемая жидкость или жидкость, используемая на этапе отработки скважины).
С другой стороны, падение давления может оставаться на том же уровне при
одновременном увеличении объемной скорости жидкости. Упомянутое падение
давления может быть либо вызванным (то есть, спровоцированным в ходе
5 операций по гидроразрыву), либо естественным.

Общеизвестно, что основными определяющими факторами перепада
давления являются линейная скорость жидкости и ее вязкость — большая
скорость или вязкость вызовет больший перепад давления:

$$\Delta p = f(\mu, V)$$

Уравнение 1

10 Здесь μ — это вязкость жидкости, а V — средняя линейная скорость
жидкости. Вязкость является заданным свойством жидкости, и ее можно легко
измерить. Средняя линейная скорость жидкости является функцией нескольких
переменных, и ее можно рассчитать.

Ниже приведен список альтернативных способов увеличения срока
15 эксплуатации скважины, как на этапе нагнетания жидкости гидроразрыва, так и
на этапе добычи текучей среды пласта или отбора из скважины жидкости,
закаченной во время гидроразрыва.

Снижение вязкости жидкости.

В то время как изменить вязкость добываемой жидкости весьма непросто,
20 изменение вязкости закачиваемой жидкости или жидкости, применяемой на этапе
отработки скважины, является вполне реализуемым решением.
Неограничивающие примеры включают:

а) в случае использования в качестве текучей среды текучей среды на полимерной основе (например геля) изменяют концентрацию полимеров в жидкостях гидроразрыва, в частности снижают концентрацию полимеров до 0,1-3 грамм/литр текучей среды гидроразрыва, например, до 1-2,5 г/л.

5 b) повышение эффективности разжижителя геля гидроразрыва;

Эффективность разжижителя геля гидроразрыва обеспечивают следующими способами, без ограничения: повышением концентрации разжижителя, например, использование большой концентрации капсулированных разжижителей не повлияет на свойство жидкости гидроразрыва при закачке, 10 однако, после размещения проппанта и разрыва капсул с разжижителем, снизит вязкость жидкости;

 c) использование не полимерных жидкостей с низкой вязкостью;

 d) задержка начала отработки скважины в целях увеличения температуры жидкости, закаченной в скважину, задержка составляет не менее чем на 24 часа, 15 например, от 24-72 часа.

Эффективность разжижителя повышается при повышении температуры; использование химически более активных разжижителей, например, вместо органических пероксидов или энзимов используют персульфатные разжижители.

 e) добавление понизителей трения, в частности изменение их 20 концентрации;

 f) повышение температуры закачиваемой жидкости на поверхности до 20-100°C.

Увеличение ширины трещины.

Неограничивающие примеры изменения ширины трещины включают:

а) Увеличение толщины кластера из расклинивающего агента, что может быть достигнуто путем увеличения концентрации расклинивающего агента в импульсах закачки, как в импульсе закачки жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, а также как в импульсе закачки жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, так и в импульсе закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент. В частности заявленный способ предусматривает увеличивают концентрацию расклинивающего агента до 200-1800 грамм/литр текучей среды гидроразрыва.

б) На фиг. 2 представлен вариант осуществления изобретения, предусматривающий увеличение концентрации укреплющего и/или консолидирующего материала, например, органических или неорганических волокон, или их комбинаций, предотвращающее расползание кластеров расклинивающего агента под действием давления породы можно добиться увеличения толщины кластера из расклинивающего агента (это также может привести к снижению коэффициента покрытия трещины расклинивающим агентом). В рамках настоящего изобретения возможно увеличение концентрации укреплющего и/или консолидирующего материала в жидкости гидроразрыва в импульсе, содержащем расклинивающий агент от 5 до 500 грамм/литр жидкости гидроразрыва. Возможно использование волокон, изготовленных из металла, стекла, углерода, полимеров.

На фиг.2 показано сжатие и расползание кластера из расклинивающего агента, где А – начальный кластер - давление не приложено, В – кластер без добавок - под давлением, С – кластер с волокнами - под давлением. Чтобы достичь уменьшенного расползания (случай С), также используют

деформируемые частицы, резинопокрытый расклинивающий агент и т.д.

Однако следует принять во внимание фактор разложения волокон, поскольку как только разложение завершится, кластер из расклинивающего агента начнет расползаться дальше и преимущества использования волокон 5 потеряются. В качестве неограничивающего варианта, возможно применение не разлагаемых волокон. В зависимости от условий (температура, среда) не разлагаемыми могут считаться различные волокна: нейлон, металлические волокна, полиуретановые волокна, стекловолокно, углеродное волокно, или их комбинации.

10 Уменьшение коэффициента покрытия трещины расклинивающим агентом. Коэффициент покрытия трещины расклинивающим агентом A_p определяется как соотношение между площадью трещины покрытой расклинивающим агентом к общей площади трещины. На фиг. 1 за счет уменьшения коэффициента покрытия трещины 104 расклинивающим агентом от A_{p1} 106 до A_{p2} 105 увеличивается 15 сечение каналов 107, а, следовательно, уменьшается скорость жидкости в каналах при постоянной объемной скорости жидкости.

Неограничивающие примеры изменения этого параметра включают:

а) изменение соотношения между длительностью (временем импульса) импульсов закачки жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, 20 и жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, в пользу импульсов закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент. Причем соотношение между длительностью импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, и длительностью импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий

агент составляет от 1:1,2 до 1:5.

b) увеличение концентрации волокон или деформируемого наполнителя, что препятствует расползанию кластеров (Фиг. 2), и приводит к уменьшению занятой ими площади трещины, т.е. площадь кластера 106 больше, чем площадь кластера 105, в то время как сечение канала 107 увеличивается при уменьшении занятой площади (это также может привести к увеличению толщины кластера из расклинивающего агента). Причем концентрацию деформируемого наполнителя увеличивают в импульсе закачки жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент от 0,1 до 50% от массы расклинивающего агента. Также возможно увеличение концентрации волокон в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент.

В качестве деформируемого наполнителя в зависимости от условий (приложенное давление) используют, без ограничения, частички смолы или пластика, металлические гранулы, скорлупа орехов, мягкие минералы вроде талька или их комбинации. Также в качестве деформируемого материала могут использоваться частицы имеющие форму сферы, либо они могут иметь несимметричную форму, с отношением размеров сторон от 1:1,1 до 1:10, либо частицы деформируемого наполнителя могут иметь наименьший линейный размер 20 мкм и более, например, 100-1000 мкм.

с) Использование расклинивающих агентов с покрытием, например, использование резинопкрытого проппанта, предотвращает расползание кластеров (Фиг. 2), что приведет к уменьшению занятой ими площади трещины (это также может привести к увеличению толщины кластера из расклинивающего агента). В качестве покрытия используют смолы, резины, полимерные оболочки,

металлические оболочки или оболочки из хрупкой керамики или стекла.

На Фиг. 3 представлен вариант осуществления, предусматривающий увеличение глубины размещения завершающей порции расклинивающего агента для горизонтальной скважины. При закачке жидкости 103 гидроразрыва через скважину 100 формируется трещина 104, затем посредством применения импульсного режима закачки жидкости гидроразрыва в трещине формируются кластеры (островки) 112 расклинивающего агента, между которыми образуются каналы 107. Увеличение глубины размещения завершающей порции расклинивающего агента от А до В приводит к увеличению площади контакта этой порции расклинивающего агента с остальной трещиной (от линии 110 до линии 111). При постоянной объемной скорости жидкости линейная скорость жидкости через единицу поверхности границы раздела меньше в случае линии 111.

Следующие подходы являются неограничивающими примерами изменения глубины размещения завершающей порции расклинивающего агента:

а) увеличение длины импульса закачки завершающей порции расклинивающего агента. Другими словами, в завершающей фазе гидроразрыва можно закачать дополнительное количество расклинивающего агента от 5000-50000 л (сохранение неизменной его концентрации в жидкости желательно, но необязательно, т.е. возможно изменение концентрации в жидкости гидроразрыва, например, увеличение концентрации расклинивающего агента во время завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент возможно до 200-1800 г/л жидкости гидроразрыва).

б) закачка продавочной жидкости. Сохраняя неизменным количество и

концентрацию расклинивающего агента в завершающей фазе гидроразрыва, обеспечивается возможность протолкнуть расклинивающий агент глубже в трещину путем закачки порции жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, причем объем дополнительной закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент после завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, составляет от 1000 до 30000л. Однако при этом существует вероятность возникновения рядом со стволом скважины зоны защемления.

Выбору расклинивающего агента для завершающей фазы гидроразрыва уделяют особое внимание, потому что применяемый в данной фазе расклинивающий агент препятствует движению жидкости и его проницаемость может оказать влияние на падение давления. Для того чтобы минимизировать эффект падения давления, используют следующий подход:

а) прежде всего, в завершающей фазе гидроразрыва используют высококачественные керамические расклинивающие агенты, такие как коммерчески доступные высокопрочные расклинивающие агенты (HSP – высокопрочный, ISP – средней прочности и LWP – легкий расклинивающий агент).

б) используют достаточно прочный расклинивающий агент, способный выдержать давление породы без дробления/раскрошения.

в) размер гранул расклинивающего агента для завершающей фазы гидроразрыва выбирают таким образом, чтобы минимизировать ущерб проводимости упаковки расклинивающего агента, наносимый частицами (или их обломками) расклинивающего агента или породы, выносимыми в ствол скважины

на этапе добычи или отбора. В зависимости от распределения выносимых частиц по размерам следует использовать соответствующий способ выбора гранул расклинивающего агента для завершающей фазы гидроразрыва. Выносимые частицы проппанта – это частицы проппанта, закачанного в трещину, которые образуются за счет раскрашивания проппанта под действием давления породы

Причем выносимые частицы породы в данном случае это частицы породы, образовавшиеся во время гидроразрыва пласта (разрыв трещины, закачка проппанта) за счет раскалывания породы, откалывания при взаимодействии с проппантом; а также частицы, которые образуются на протяжении всего жизненного цикла трещины, за счет процессов эрозии породы.

Размер гранул расклинивающего агента для завершающей стадии выбирают таким образом, чтобы выносимые частицы (породы или раскрошившегося расклинивающего агента, из которого сформированы кластеры расклинивающего агента в трещине) удовлетворяли критерию: $D > 14 \cdot d$, где D и d это 50-й перцентиль размеров гранул расклинивающего агента для завершающей стадии и размеров выносимых частиц соответственно, т.е. 50% частиц имеют размер не больше D (или d), а другие не меньше 50%.

Альтернативой и дополнением к вышеперечисленным подходам является использование расклинивающего агента с максимальным размером частиц, которые могут быть закачаны в данную конкретную скважину, используя данное конкретное оборудование, и который может быть закачан в данную скважину/трещину, что обеспечивает увеличение пор, образующихся в упаковке расклинивающего агента, закаченного на завершающей стадии, после закрытия трещины, что доступны, в завершающей фазе гидроразрыва. Это обеспечит

максимальную вероятность прохождения выносимых частиц через упаковку из агента применяемого в завершающей фазе гидроразрыва, и следовательно, сводит к минимуму риск закупоривания этой упаковки.

Рекомендуется выбирать наибольший крупный размер расклинивающего агента (например, 6/10 (здесь и далее Американская шкала для измерения размера частиц), или 8/14). В данном случае наиболее крупным размером считаются частицы с максимальным размером, которые могут быть закачены в данную конкретную скважину и с использованием имеющегося оборудования. Например, если максимальный размер частиц, который может быть прокачан в данном случае 3мм, то использовать частицы с размером 3мм, или с размером 2,5мм. В частности, могут использоваться частицы с размером гранул от 0,4 до 8 мм или 0,8-3,5мм, или 1,2-2,4мм, или 1,4-1,6мм, или $1,50 \pm 0,01$ мм.

Эффективность расклинивающего агента более выражена в случае более узкого распределения по размерам (например, агент с частицами размером 8/10 более эффективен, чем агент с частицами размером 8/14).

Узкое распределение здесь означает такое распределение, в котором частицы наиболее близки (однородны) к одному размеру. Следовательно, частицы с распределением 8/10 подходят более, чем с распределением 8/14. В распределении 8/10 размер пор в упаковке расклинивающего агента больше, чем в упаковке с распределением 8/14. Во-первых, потому что в 8/10 частицы крупнее; во-вторых, потому что частицы более однородны по размеру. Таким образом, упаковка частиц с распределением 8/10 пропускает выносимые частицы эффективнее, чем упаковка с распределением 8/14. Размеры 8/10 и 8/14 здесь приводятся для примера. Наиболее узкое распределение характеризует разницу

между размерами наибольших и наименьших гранул проппанта не более 50%, или не более 25%, или еще не более 10%.

В предложенном изобретении выбирают частицы расклинивающего агента с асимметричным отношением ширины к толщине или длине, в частности
5 не менее 1:2 (например, расклинивающий агент со стержневидными частицами);

В рамках завершающей фазы гидроразрыва обеспечивают формирование каналов (либо посредством НРРА, либо иным образом) в упаковке расклинивающего агента. Такое формирование каналов обеспечивают, по меньшей мере, одним из способов:

10 закачивают жидкость гидроразрыва с расклинивающим агентом и наполнителем, который со временем разложится и образует пустоты/каналы;

после закачки жидкости гидроразрыва с расклинивающим агентом закачивают жидкость с вязкостью меньшей, чем вязкость жидкости гидроразрыва. Менее вязкая жидкость проникает в более вязкую жидкость, разделяя
15 расклинивающий агент на отдельные кластеры и образуя каналы, причем отношение вязкостей текучей среды гидроразрыва и текучей среды с меньшей вязкостью составляет 1:10-1:1000.

формируют каналы в уже размещенной упаковке расклинивающего агента за счет изменения формы волокон (распрямление/свертывание), добавленных в
20 расклинивающий агент на стадии закачки.

Возможные примеры формирования каналов раскрыты в источниках информации «Способ гидроразрыва подземного пласта (варианты)» RU 2404359 или US 8,061,424 (B2) и «Неоднородное размещение в трещине расклинивающего агента с удаляемым каналообразующим наполнителем» US 7,581,590 (B2), патент

№ US 8,066,068 (B2).

Для добывающих скважин, а также скважин на этапе отработки (на этапе отбора из скважины жидкости закачанной во время гидроразрыва), снижение скорости жидкости обеспечивают путем искусственного ограничения объемной скорости добычи или отбора за счёт частичного перекрытия канала добычи (отбора) на поверхности, например с помощью вентиля 113 на фиг.1. Причем такое снижение может основываться на следующем отношении: произведение объемной скорости текучей среды (V) пласта/отработки (л/с) на вязкость (μ) текучей среды пласта/отработки ($\text{Па}\cdot\text{с}$) не превышает $0,003 \text{ Па}\cdot\text{л}$ (например, не превышает $0,002 \text{ Па}\cdot\text{л}$).

Другим способом снижения скорости добычи или отбора является увеличение участка трещины, занятого завершающей в рамках операций по гидроразрыву порцией жидкости гидроразрыва с расклинивающим агентом, которая не содержит каналов (для этого увеличивают длину импульса закачки завершающей порции расклинивающего агента).

Предложенная методика также может использоваться для нагнетания в трещины отработанного бурового раствора и бурового шлама при разработке месторождений скважинными системами, а также позволяет нагнетать жидкие промышленные отходы в пласты для захоронения. Причем на этапе нагнетания снижают объемную скорость нагнетаемой текучей среды так, чтобы произведение объемной скорости текучей среды пласта (V) (л/с) на вязкость μ ($\text{Па}\cdot\text{с}$) нагнетаемой текучей среды не превышало $0,003 \text{ Па}\cdot\text{л}$, например, не превышало $0,002 \text{ Па}\cdot\text{л}$. Также возможно осуществлять снижение вязкости нагнетаемой текучей среды до $0,0003\text{-}0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$, либо повышение температуры нагнетаемой

текучей среды на поверхности 20-100°C.

В частности предложенная методика позволяет закачивать углекислый газ, предназначенный для утилизации в пласт. В случае использования этой методики для захоронения таких текучих сред, после завершения нагнетания текучей среды в пласт, предотвращают возврат нагнетаемой текучей среды обратно на поверхность, с целью захоронения в пласте нагнетаемой текучей среды. Такое прекращение поступления может быть реализовано посредством герметизации устья скважины либо закачки раствора, затвердевающего в пласте.

Хотя приведенное выше описание относится к способам для добычи нефти, тем не менее, применение этой методики также возможно для добычи и нагнетания других текучих сред (жидкостей или газов).

Описанные выше варианты осуществления не рассматриваются в качестве ограничения объема патентных притязаний изобретения. Для любого специалиста в данной области техники понятно, что есть возможность внести множество изменений в описанные выше методику и, без отхода от принципов изобретения, заявленного в формуле изобретения.

Хотя приведенное выше описание относится к способам для добычи нефти, тем не менее, применение этой методики также возможно для добычи и нагнетания других текучих сред (жидкостей или газов).

Описанные выше варианты осуществления не рассматриваются в качестве ограничения объема патентных притязаний изобретения. Для любого специалиста в данной области техники понятно, что есть возможность внести множество изменений в описанные выше методику и, без отхода от принципов изобретения, заявленного в формуле изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, включающий этапы на которых:

- 5 осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте,
- вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим закачки предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва,
- 10 содержащей расклинивающий агент и, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент,
- причем во время импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно вводят укрепляющий и/или консолидирующий материал в текучую среду гидроразрыва, при этом
- 15 увеличивают, по меньшей мере, одно из концентрации расклинивающего агента или концентрации укрепляющего и/или консолидирующего материала в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент.

2. Способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, включающий этапы на которых:

- 20 осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте,
- вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей
- 25 расклинивающий агент и, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей

среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент,

причем импульсный режим предусматривает наличие завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, предназначенного для увеличения глубины размещения последней порции

5 расклинивающего агента в трещине.

3. Способ гидроразрыва пласта, пересекаемого стволом скважины, включающий этапы на которых:

осуществляют закачивание в ствол скважины текучей среды гидроразрыва не содержащей расклинивающий агент, с образованием трещины в пласте,

10 вводят в импульсном режиме в ствол скважины текучую среду гидроразрыва, причем импульсный режим предусматривает наличие, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент и, по меньшей мере, одного импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент,

15 причем импульсный режим предусматривает проведение операций по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва.

4. Способ по п. 2, в котором дополнительно во время импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно вводят укрепляющий и/или консолидирующий материал в текучую среду
20 гидроразрыва, при этом увеличивают, по меньшей мере, одно из концентрации расклинивающего агента и концентрации укрепляющего и/или консолидирующего материала в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент.

5. Способ по п. 3, в котором дополнительно во время импульса закачки

текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно вводят укрепляющий и/или консолидирующий материал в текучую среду гидроразрыва, при этом увеличивают, по меньшей мере, одно из концентрации расклинивающего агента и концентрации укрепляющего и/или консолидирующего материала в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент.

6. Способ по п. 1, в котором импульсный режим дополнительно предусматривает наличие завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, предназначенного для увеличения глубины размещения последней порции расклинивающего агента в трещине.

7. Способ по п. 3, в котором импульсный режим дополнительно предусматривает наличие завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, предназначенного для увеличения глубины размещения последней порции расклинивающего агента в трещине.

8. Способ по п. 1, в котором импульсный режим дополнительно предусматривает проведение операций по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва.

9. Способ по п. 2, в котором импульсный режим дополнительно предусматривает проведение операций по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва.

10. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5 в котором увеличивают концентрацию расклинивающего агента до 200-1800 грамм/литр текучей среды

гидроразрыва.

11. Способ по любому из пунктов.1, 4, 5, в котором увеличивают концентрацию укрепляющего и/или консолидирующего материала в текучей среде гидроразрыва в импульсе, содержащем расклинивающий агент от 5 до 500 грамм/литр текучей среды гидроразрыва.

12. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором укрепляющий и/или консолидирующий материал представляет собой волокна.

13. Способ по п. 12, в котором в качестве волокон могут использоваться органические и неорганические волокна.

10 14. Способ по п. 13, в котором волокна изготовлены из металла, стекла, углерода, полимеров.

15. Способ по п.14, в котором волокна представляют собой неразлагаемые волокна.

15 16. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором дополнительно вводят в текучую среду гидроразрыва деформируемый наполнитель в импульсы закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент.

17. Способ по п. 16, в котором в качестве деформируемого наполнителя используют частицы металла, смолы, резины, скорлупы орехов или их комбинации.

20 18. Способ по п. 17, в котором частицы деформируемого наполнителя имеют форму сферы.

19. Способ по п. 16, в котором частицы деформируемого наполнителя имеют несимметричную форму, с отношением размеров сторон от 1:1,1 до 1:10.

20. Способ по п. 19, в котором частицы деформируемого наполнителя

имеют наименьший линейный размер 20 мкм и более, например, 100-1000 мкм.

21. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором во время импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, увеличивают концентрацию деформируемого наполнителя.

5 22. Способ по п.21, в котором увеличивают концентрацию деформируемого наполнителя в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, от 0,150% от массы расклинивающего агента.

23. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором во время импульса
10 закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, используют расклинивающий агент с покрытием.

24. Способ по п. 23, в котором в качестве покрытия используют смолы, резины, полимерные оболочки, металлические оболочки или оболочки из хрупкой керамики или стекла.

15 25. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором дополнительно увеличивают концентрацию волокон в импульсе закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент.

26. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором соотношение между
длительностью импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей
20 расклинивающий агент, и длительностью импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент, увеличено в пользу импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент.

27. Способ по п. 26, в котором соотношение между длительностью

импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, и длительностью импульса закачки текучей среды гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент составляет от 1:1,2 до 1:5.

28. Способ по любому из пунктов 1, 4, 5, в котором произведение
5 объемной скорости текучей среды (V) гидроразрыва (л/с) на вязкость (μ) текучей среды гидроразрыва ($\text{Па}\cdot\text{с}$) не превышает 0,003 $\text{Па}\cdot\text{л}$ (например, не превышает 0,002 $\text{Па}\cdot\text{л}$) при проведении гидроразрыва.

29. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором объем последней
порции текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент,
10 составляет от 5000-50000 л.

30. Способ по п. 29, в котором увеличивают концентрацию
расклинивающего агента во время завершающего импульса закачки текучей
среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, до 200-1800 г/л текучей
среды гидроразрыва.

31. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором концентрация
расклинивающего агента во время завершающего импульса закачки текучей
среды гидроразрыва остается неизменной.
15

32. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором во время
завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей
расклинивающий агент, используют высокопрочные керамические
20 расклинивающие агенты.

33. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором во время
завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей
расклинивающий агент, используют расклинивающий агент, способный

выдержат давление породы без дробления/раскрошения.

34. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором во время завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, используют расклинивающий агент с максимальным
5 размером частиц, которые могут быть закачаны в данную конкретную скважину, используя данное конкретное оборудование.

35. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором во время завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, используют расклинивающий агент с распределением
10 частиц между максимальным и минимальным размером частиц не более 50%, например, не более 25%, или еще не более 10%.

36. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором расклинивающий агент имеет ассиметричное отношение ширины к толщине или длине, в частности, не менее 1:2.

15 37. Способ по любому из пунктов 36, в котором расклинивающий агент представляет собой стержневидные частицы.

38. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором во время завершающего импульса закачки жидкости гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, расклинивающий агент выбирают таким образом, чтобы
20 выносимые частицы породы или раскрошившегося расклинивающего агента удовлетворяли критерию: $D > 14 \cdot d$, причем D и d это 50-й перцентиль размеров гранул расклинивающего агента для завершающей стадии и размеров выносимых частиц соответственно.

39. Способ по любому из пунктов 2, 6, 7, в котором после завершающего

импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент дополнительно осуществляют импульс закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент.

40. Способ по п. 39, в котором объем дополнительной закачки жидкости гидроразрыва, не содержащей расклинивающий агент после завершающего импульса закачки текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, составляет от 1000 до 30000 л.

41. Способ по любому из пунктов 3, 8, 9 в котором текучей средой гидроразрыва является текучая среда на полимерной основе.

42. Способ по п. 41, в котором текучей средой на полимерной основе является гель.

43. Способ по п. 3, 8, 9, в котором операцией по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва является снижение концентрации полимеров в текучей среде гидроразрыва до 0,1-3 грамм/литр текучей среды гидроразрыва, например, до 1-2,5 г/л.

44. Способ по любому из пунктов 3, 8, 9, в котором операцией по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва является использование текучей среды гидроразрыва, являющейся неполимерной текучей средой с низкой вязкостью.

45. Способ по любому из пунктов 3, 8, 9, в котором операцией по снижению вязкости текучей среды гидроразрыва является повышение температуры текучей среды гидроразрыва на поверхности до 20-100°C.

46. Способ по любому из пунктов 1, 2, 3, в котором после импульсного режима закачки в ствол скважины текучей среды гидроразрыва, содержащей

расклинивающий агент, закачивают текучую среду с вязкостью меньшей, чем вязкость текучей среды гидроразрыва, для формирования каналов в упаковке расклинивающего агента.

47. Способ по п. 46, в котором отношение вязкостей текучей среды гидроразрыва и текучей среды с меньшей вязкостью составляет 1:10-1:1000.

48. Способ по любому из пунктов 1, 2, 3, в котором во время импульсного режима закачки в ствол скважины текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно закачивают разлагаемый и/или растворимый наполнитель для формирования каналов в упаковке расклинивающего агента.

49. Способ по любому из пунктов 1, 2, 3, в котором во время импульсного режима закачки в ствол скважины текучей среды гидроразрыва, содержащей расклинивающий агент, дополнительно закачивают укрепляющий и/или консолидирующий материал.

50. Способ по п. 49, в котором укрепляющий и/или консолидирующий материал, представляет собой волокна, выполненные с возможностью изменения формы за счет распрямления или свертывания в результате изменения температуры среды.

51. Способ добычи текучей среды из пласта, пересекаемого стволом скважины, в котором осуществляют гидроразрыв пласта в соответствии со способом гидроразрыва пласта по любому из пунктов 1-50; и

обеспечивают канал добычи текучей среды на поверхность;

добывают текучую среду из пласта посредством канала добычи.

52. Способ по п. 51, в котором частично перекрывают канал добычи на

поверхности для снижения объемной скорости добычи текучей среды пласта, так чтобы произведение объемной скорости текучей среды пласта (V) (л/с) на вязкость μ (Па*с) текучей среды пласта не превышало 0,003 Па*л, например, не превышало 0,002 Па*л.

- 5 53. Способ по п. 51, в котором обеспечивают задержку начала добычи текучей среды не менее чем на 24-72 часа с целью увеличения температуры текучей среды гидроразрыва, закачанной в скважину.

54. Способ по любому из пунктов 51-53, в котором текучая среда представляет собой одно из нефти, газа, воды или их комбинации.

- 10 55. Способ по п. 51, в котором дополнительно перед этапом добычи текучей среды пласта осуществляют этап отбора из скважины текучей среды гидроразрыва, закачанной во время этапа гидроразрыва.

56. Способ откачки отработанной текучей среды гидроразрыва из пласта, пересекаемого стволом скважины, после осуществления гидроразрыва пласта в
15 соответствии со способом гидроразрыва пласта по любому из пунктов 1-50;

обеспечивают канал для отработанной текучей среды гидроразрыва на поверхность;

откачивают отработанной текучей среды гидроразрыва из пласта посредством канала для отработанной текучей среды гидроразрыва.

- 20 57. Способ по п. 56, в котором частично перекрывают канал для отработанной текучей среды гидроразрыва на поверхности для снижения объемной скорости добычи отработанной текучей среды гидроразрыва, так чтобы произведение объемной скорости отработанной текучей среды гидроразрыва (V) (л/с) на вязкость μ (Па*с) отработанной текучей среды гидроразрыва не

превышало 0,003 Па*л, например, не превышало 0,002 Па*л.

58. Способ нагнетания текучей среды в пласт, пересекаемый стволом скважины, в котором осуществляют гидроразрыв пласта в соответствии со способом гидроразрыва пласта по любому из пунктов 1-50; и

5 нагнетают текучую среду в пласт.

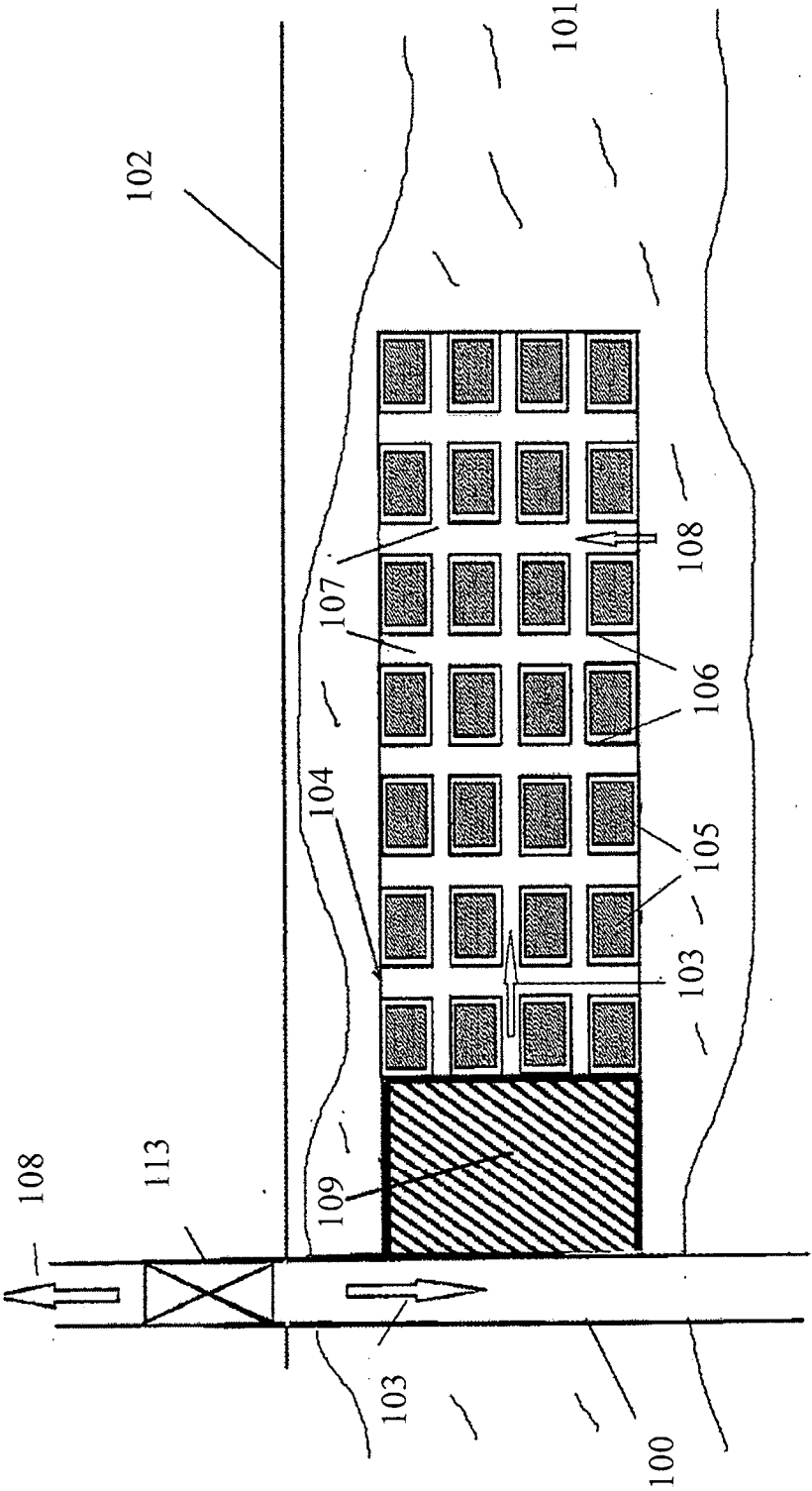
59. Способ нагнетания текучей среды в пласт по п. 58, в котором снижают объемную скорость нагнетаемой текучей среды так, чтобы произведение объемной скорости текучей среды пласта (V) (л/с) на вязкость μ (Па*с) нагнетаемой текучей среды не превышало 0,003 Па*л, например, не превышало
10 0,002 Па*л.

60. Способ нагнетания текучей среды в пласт по п. 58, в котором снижают вязкость нагнетаемой текучей среды до 0,0003-0,001 Па*с.

61. Способ нагнетания текучей среды в пласт по п. 58, в котором повышают температуру нагнетаемой текучей среды на поверхности 20-100°C.

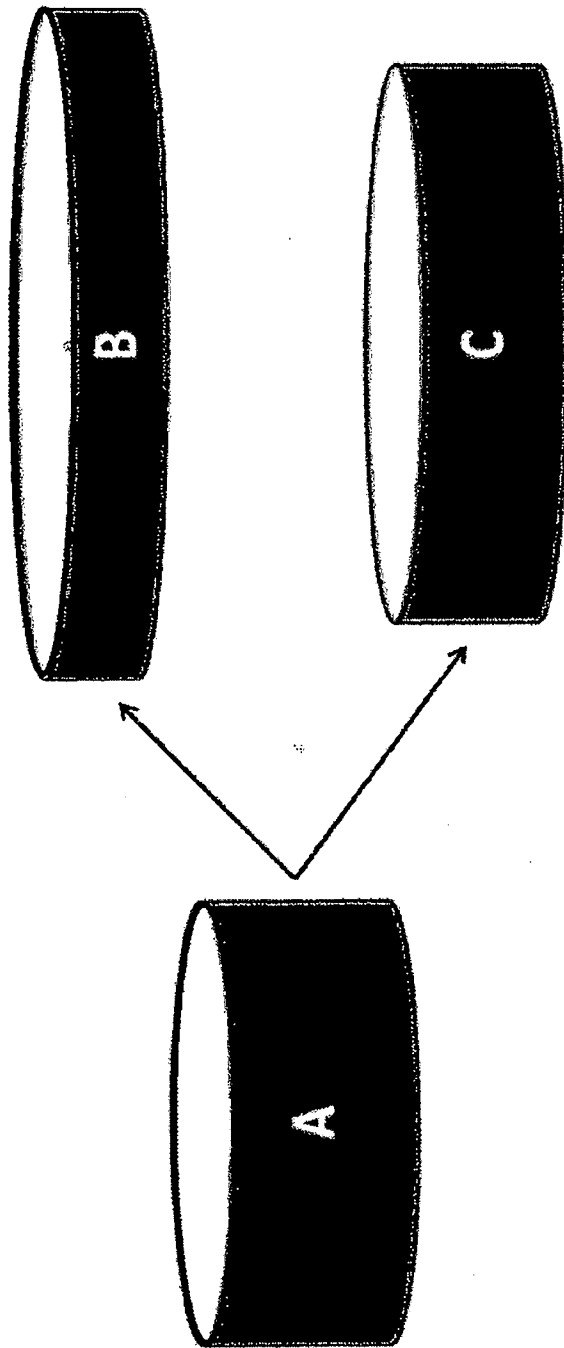
15 62. Способ по любому из пунктов 59-61, в котором текучая среда, нагнетаемая в пласт, представляет собой одно из воды, пара, газа, бурового раствора, жидких отходов, или их комбинации.

63. Способ по п. 58, в котором после завершения нагнетания текучей среды в пласт, предотвращают возврат нагнетаемой текучей среды обратно на
20 поверхность, с целью захоронения в пласте нагнетаемой текучей среды.



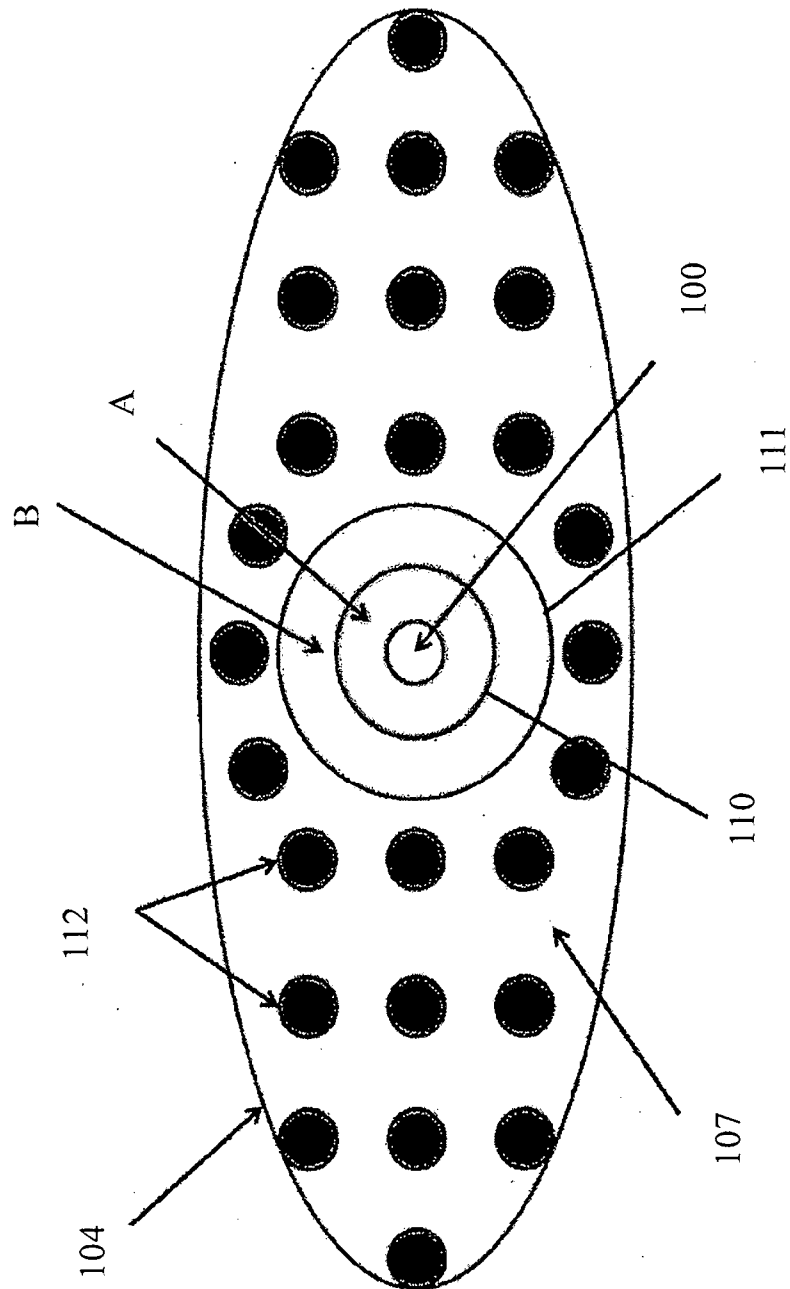
Фиг. 1

2/3



Фиг. 2

3/3



Фиг. 3

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 2014/000473

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

E21B 43/267 (2006.01) E21B 28/00 (2006.01) C09K 8/80 (2006.01)

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

C09K 8/00, 8/60, 8/62, 8/80, 8/92, E21B 28/00, 37/00, 37/06, 43/00, 43/25, 43/26, 43/267

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, Esp@cenet, DWPI, EAPATIS, PATENTSCOPE

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	RU 2484243 C2 (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.) 10.06.2013, p. 6, line 24-p. 7, line 18, lines 44-52, p. 10, lines 34-51, p. 11, line 51-p. 12, line 20, line 36 - p. 13, line 2, line 42 - p. 14, line 25, p. 15, lines 14-42	1-2, 4, 6, 11-26, 29, 31-34, 36, 37, 39-42, 48-50, 58, 62
Y		3, 5, 7-10, 30, 44-46, 51, 53-56, 60, 61, 63
A		27, 28, 35, 38, 43, 47, 52, 57, 59
Y	RU 2404359 C2 (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.) 20.11.2010, p. 5, line 34-p. 6, line 3, p. 10, lines 9-34, p. 11, line 48-p. 12, line 5, p. 20, lines 2-6	3, 5, 7-10, 30, 44-46, 61
Y	RU 2453694 C1 (OTKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHCHESTVO "TATNEFT" IM. V. D. SHASHINA) 20.06.2012, claims	10, 30



Further documents are listed in the continuation of Box C.



See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T"

later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X"

document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y"

document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&"

document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

06 April 2015 (06.04.2015)

Date of mailing of the international search report

16 April 2015 (16.04.2015)

Name and mailing address of the ISA/
RU

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 2014/000473

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	RU 2312212 C1 (OTKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHCHESTVO "TATNEFT" IM. V. D. SHASHINA) 10.12.2007, abstract	51, 53-56
Y	RU 2376455 C2 (ZAKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHCHESTVO "RENFORS") 20.12.2009, p. 5, lines 39-40	53
Y	WO 2011/081546 A1 (MEDVEDEV ANATOLY VLADIMIROVICH et al.) 07.07.2011, paragraph [0022]	60
Y	WO 2004/005671 A1 (SCHLUMBERGER CANADA LIMITED et al.) 15.01.2004, paragraph. [0050]	63

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Номер международной заявки

PCT/RU 2014/000473

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ <i>E21B 43/267 (2006.01)</i> <i>E21B 28/00 (2006.01)</i> <i>C09K 8/80 (2006.01)</i>		
Согласно Международной патентной классификации МПК		
В. ОБЛАСТЬ ПОИСКА		
Проверенный минимум документации (система классификации с индексами классификации)		
C09K 8/00, 8/60, 8/62, 8/80, 8/92, E21B 28/00, 37/00, 37/06, 43/00, 43/25, 43/26, 43/267		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки		
Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)		
PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, Esp@cenet, DWPI, EAPATIS, PATENTSCOPE		
С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ:		
Категория*	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
X	RU 2484243 C2 (ШЛЮМБЕРЖЕ ТЕКНОЛОДЖИ Б. В.) 10.06.2013, с. 6, строка 24-с. 7, строка 18, строки 44-52, с. 10, строки 34-51, с. 11, строка 51-с. 12, строка 20, строка 36 - с. 13, строка 2, строка 42 - с. 14, строка 25, с. 15, строки 14-42	1-2, 4, 6, 11-26, 29, 31-34, 36, 37, 39-42, 48-50, 58, 62
Y		3, 5, 7-10, 30, 44-46, 51, 53-56, 60, 61, 63
A		27, 28, 35, 38, 43, 47, 52, 57, 59
Y	RU 2404359 C2 (ШЛЮМБЕРЖЕ ТЕКНОЛОДЖИ Б. В.) 20.11.2010, с. 5, строка 34-с. 6, строка 3, с. 10, строки 9-34, с. 11, строка 48-с. 12, строка 5, с. 20, строки 2-6	3, 5, 7-10, 30, 44-46, 61
Y	RU 2453694 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАШИНА) 20.06.2012, формула	10, 30
☒ последующие документы указаны в продолжении графы С. ☐ данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории ссылочных документов:	“Т” более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение	
“А” документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным	“Х” документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности	
“Е” более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее	“У” документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста	
“L” документ, подвергающий сомнению притязание(я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)	“&” документ, являющийся патентом-аналогом	
“O” документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.		
“P” документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета		
Дата действительного завершения международного поиска	Дата отправки настоящего отчета о международном поиске	
06 апреля 2015 (06.04.2015)	16 апреля 2015 (16.04.2015)	
Наименование и адрес ISA/RU: Федеральный институт промышленной собственности, Бережковская наб., 30-1, Москва, Г-59, ГСП-3, Россия, 125993 Факс: (8-495) 531-63-18, (8-499) 243-33-37	Уполномоченное лицо: Филиппов А. Телефон № 499-240-25-91	

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Номер международной заявки

PCT/RU 2014/000473

С. (Продолжение). ДОКУМЕНТЫ СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕВАЛЕНТНЫМИ		
Категория*	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
Y	RU 2312212 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАПИНА) 10.12.2007, реферат	51, 53-56
Y	RU 2376455 C2 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "РЕНФОРС") 20.12.2009, с. 5, строки 39-40	53
Y	WO 2011/081546 A1 (MEDVEDEV ANATOLY VLADIMIROVICH et al.) 07.07.2011, пар.[0022]	60
Y	WO 2004/005671 A1 (SCHLUMBERGER CANADA LIMITED et al.) 15.01.2004, пар. [0050]	63