

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11)

**017146**

(13)

**B1**

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

**(45)** Дата публикации  
и выдачи патента: **2012.10.30**

**(51)** Int. Cl. *C09K 8/02* (2006.01)

**(21)** Номер заявки: **201070185**

**(22)** Дата подачи: **2008.06.17**

---

**(54) СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА**

---

**(31)** 60/962.040; 61/003,640

**(32)** 2007.07.26; 2007.11.19

**(33)** US

**(43)** 2010.06.30

**(86)** PCT/US2008/007539

**(87)** WO 2009/014585 2009.01.29

**(71)(73)** Заявитель и патентовладелец:

**ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ  
КОМПАНИ (US)**

**(72)** Изобретатель:

**Дуприст Фред Э., Смит Мартин В., Цай-  
лингер Сабине К., Апхале Чинар Р. (US)**

**(74)** Представитель:

**Медведев В.Н. (RU)**

**(56)** US-A-5325921

US-A1-2007/0111899

US-B2-6820702

US-A1-2006/0131074

US-A1-2006/0157248

**017146**

**B1**

---

**(57)** Созданы способы непрерывного бурения и обработки для случаев потери циркуляции во время бурения. Использован буровой раствор с высоким поглощением текучей среды с твердыми частицами, образующими неподвижную массу в гидравлических разрывах для предотвращения их роста. Твердые частицы можно выбирать на основе прогнозируемого размера гидравлического разрыва, на основе размера частиц для минимизирования мелких частиц, на основе удельной массы для достижения высокого содержания твердых частиц для выбранной плотности текучей среды и/или на основе проницаемости частиц для достижения высокой мгновенной водоотдачи.

---

**B1**

**017146**

### Область техники изобретения

Настоящее изобретение относится к бурению подземных скважин. Конкретнее, созданы способы и системы для регулирования поглощения бурового раствора в стволе скважины в процессе бурения.

### Предпосылки изобретения

Утверждения в данной секции только дают информацию по предпосылкам настоящего изобретения и не представляют предшествующий уровень техники.

В данном разделе читателю представлены различные аспекты уровня техники, которые могут быть связаны с вариантами осуществления, являющимися примерами настоящих методик, описанных и/или заявленных ниже. В процессе рассмотрения, читателя, как считается, информируют для обеспечения лучшего понимания аспектов настоящей методики. Соответственно, следует понимать, что данные утверждения следует читать именно с таким подходом, не обязательно как представляющие предшествующий уровень техники.

В бурении скважин (например, нефтяных и газовых скважин) с использованием способа вращательного бурения осуществляют циркуляцию бурового раствора через бурильную колонну и буровое долото и затем назад к поверхности по стволу бурящейся скважины. Текучую среду перерабатывают для удаления бурового шлама и поддержания необходимых свойств перед повторной циркуляцией в скважине. Буровой раствор может иметь несколько назначений, включающих в себя охлаждение и/или смазку бурового долота, поддержание гидростатического давления на подземный пласт, через который бурят ствол скважины, предотвращая, тем самым, поступление пластовой текучей среды под давлением в ствол скважины, и осуществление циркуляции выбуренной породы из ствола скважины. Во время операций бурения некоторое количество текучей среды должно теряться, потерю данного количества часто именуют "потерей циркуляции". Некоторые формы поглощения рассматриваются приемлемыми и являются ожидаемыми.

Например, некоторое количество бурового раствора поглощается вследствие проницаемости пласта. Когда буровой глинистый раствор проходит в небольшие отверстия в горной породе, твердые частицы, находящиеся в текучей среде, должны постепенно закупоривать отверстия и образовывать фильтрационную корку на стенках ствола скважины. Объемы поглощения являются небольшими и со временем уменьшающимися. Кроме того, буровые растворы могут поглощаться при образовании гидроразрыва в стенке ствола скважины, создающего выходное отверстие для буровых растворов. Твердые частицы в буровом растворе не способны закупоривать открытые проемы, и поглощения могут быть неожиданными, нерегулируемыми и/или иметь неприемлемые объемы.

Механические свойства подземных пластов, в которые или через которые бурят стволы скважин, должны изменяться. Данные свойства и давление текучей среды в стволе скважин определяют, должны ли возникать поглощения и природу поглощения. Например, проницаемость пласта должна определять, насколько быстро образуется фильтрационная корка на стенке ствола скважины и какое количество бурового раствора поглощается до образования эффективной фильтрационной корки. Термин "мгновенная водоотдача", в общем, используют для обозначения объема бурового раствора, проходящего через фильтрующую среду (здесь, проницаемую стенку ствола скважины) до образования регулирующей фильтрационной корки. Обычно буровые растворы разрабатывают для минимизирования мгновенной водоотдачи через проницаемую стенку ствола скважины. Получающиеся в результате фильтрационные корки образуются быстро и являются, в общем, очень тонкими. Обычные буровые растворы оптимизированы с использованием ряда различных способов для образования фильтрационной корки на стенках ствола скважины. Вместе с тем, данные атрибуты не являются эффективными для остановки поглощений при образовании гидроразрыва. Проблема потери циркуляции вследствие образования гидроразрыва решается в отрасли разными путями, но по-прежнему необходимо создание решений, являющихся более эффективными и прогнозируемыми.

Другим важным свойством подземных пластов является давление гидроразрыва пласта, изменяющееся по длине ствола скважины. Давление гидроразрыва пласта часто является функцией нескольких факторов, включающих в себя состав пласта и глубину пласта. Давление гидроразрыва пласта определяют как давление в стволе скважины, при котором должен образоваться гидроразрыв в стенке ствола скважины и текучая среда должна поглощаться. Когда давление в стволе скважины превышает давление гидроразрыва пласта, горная порода разламывается и буровой раствор проходит в разлом. Давление, требуемое для создания разлома в стволе скважины для создания гидроразрыва в большой степени является равным напряжению, имеющемуся в окружающей горной породе, которое держит сомкнутой породу ствола скважины. Данное напряжение происходит от веса горной породы и текучих сред над конкретной глубиной, представляющей интерес. Данный вес именуют геостатическим давлением. Свойства горных пород также играют роль, поскольку напряжение, которое должно создаваться данным геостатическим давлением, изменяется со специфическими свойствами горных пород. Например, пласт, находящийся глубоко под землей, может иметь геостатическое давление 10000 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (700 кг/см<sup>2</sup>), которое может создавать минимальное напряжение в горной породе 7000 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (490 кг/см<sup>2</sup>) в данном пласте. Давление в стволе скважины, требуемое для создания разлома в стенке ствола скважины, обычно должно только немного превышать 7000 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (490 кг/см<sup>2</sup>). Форма разлома должна быть узкой и

высокой и именуется гидроразрывом. Поскольку геостатическое давление и свойства горной породы должны изменяться от одного интервала к другому или от одной зоны пласта к другой, давление гидроразрыва пласта изменяется вдоль длины ствола скважины. Бурение может проходить нормально в интервалах с более высокой локализацией напряжения, но гидроразрывы и соответствующие поглощения бурового раствора могут возникать в слоях или интервалах, пройденных бурением, где давление гидроразрыва пласта ниже.

До этого момента раскрытие гидроразрыва рассмотрено в отношении к давлению гидроразрыва пласта. Давление гидроразрыва пласта в конкретной точке в стволе скважины можно также именовать градиентом давления гидроразрыва в данном месте. Градиент давления гидроразрыва часто выражается результатом деления давления на глубину и соответствует давлению, которое стенка ствола скважины способна выдерживать до создания гидроразрыва. Градиент давления гидроразрыва конкретного интервала или зоны ствола скважины равен давлению, требуемому для инициирования роста гидроразрыва разделенному на глубину места разрыва. Градиент давления гидроразрыва конкретного интервала можно также выразить в "эквивалентной плотности бурового раствора". Это плотность, которую столб текучей среды должен иметь для приложения данного градиента давления, и она может выражаться в фунтах на галлон. Если разлом с гидроразрывом созданы, две поверхности гидроразрыва продолжает толкать обратно сила, эквивалентная окружающему напряжению в горной породе, пытаясь закрыть гидроразрыв. Данная сила именуется напряжением смыкания гидроразрыва.

Основным источником давления, которое может создавать открытие гидроразрыва является гидростатическое давление, производимое на стенку ствола скважины буровым раствором, циркуляция которого осуществляется в стволе скважины. Одним важным свойством бурового раствора является вес или плотность бурового раствора, представляющая собой массу раствора в единице объема. Вес бурового раствора является важным, поскольку определяет гидростатическое давление в скважине на любой заданной глубине, предотвращающее приток в скважину и обрушение ствола скважины, и обуславливает гидроразрывы, когда гидростатическое давление превышает давление гидроразрыва пласта или градиент давления гидроразрыва. Когда осуществляется циркуляция бурового раствора, дополнительное давление производится на стенку ствола скважины вследствие созданного трением перепада давления. Соответственно, в операциях бурения часто рассматривают эквивалентную плотность циркуляции бурового раствора, равную перепаду динамического давления в кольцевом пространстве от точки, рассматриваемой на поверхности, плюс гидростатическое давление текучей среды вследствие ее плотности. Поскольку буровой раствор в стволе скважины может в различные моменты времени циркулировать в стволе скважины или находиться неподвижным в стволе скважины, определение и регулирование гидростатического давления, производимого буровым раствором в обеих условиях, нужно для поддержания необходимой целостности ствола скважины (предотвращая гидроразрывы от чрезмерного давления и обрушения от недостаточного давления).

Обычно секцию ствола скважины бурят на глубину, где эквивалентная плотность циркуляции создает давление в стволе скважины, приближающееся к градиенту давления гидроразрыва пласта, примыкающего к стволу скважины. Например, ствол скважины можно пробурить в интервал с известным более низким давлением гидроразрыва пласта (вследствие состава горных пород, истощения или других причин) и, соответственно, более низким градиентом давления гидроразрыва. В данной точке в ствол скважины устанавливают колонну обсадных труб для стабилизации пласта в предыдущем пробуренном интервале, чтобы предотвратить обрушение ствола скважины и/или предотвратить приток пластовых текучих сред, и затем давление в стволе скважины понижают до уровня, допустимого для пласта с более низким давлением гидроразрыва на большей глубине. Аналогично, если новый интервал, к которому подошли, требует более высокого давления в стволе скважины, чем может поддерживать предыдущий интервал без создания гидроразрывов, может быть установлена обсадная колонна для стабилизации и/или изоляции предыдущего интервала от увеличения давления в стволе скважины, требуемого для продолжения бурения. В общем, каждая следующая колонна обсадных труб имеет меньший диаметр, чем предыдущая колонна и может быть очень дорогой и требующей много времени для установки. В некоторых случаях глубокие стволы скважин становятся нецелесообразно бурить вследствие числа колонн обсадных труб, необходимых для заканчивания скважин и уменьшения диаметра обсадной колонны и ствола, возникающего при установке каждой колонны.

На фиг. 1 показан график глубины в метрах относительно прогнозируемого порового давления (линия 2) в слоях пласта или слое пласта, подлежащего пересечению во время бурения скважины, прогнозируемый градиент давления гидроразрыва (линия 3) в слоях и эквивалентная плотность циркуляции (линия 4) бурового раствора, подлежащего использованию. Технология безопасного бурения требует, чтобы эквивалентная плотность циркуляции (линия 4) проходила между поровым давлением и градиентом давления гидроразрыва (линии 2 и 3). Справа на фиг. 1 показан план обсадной колонны, основанный на данных кривых. Глубины промежуточных шести колонн 5 обсадных труб планируют для предотвращения потери циркуляции посредством изоляции слоев, имеющих низкий градиент давления гидроразрыва "за трубой", и они показаны башмаками обсадной колонны для каждой из шести колонн на глубинах 1a, 1b, 1c, 1d и 1e.

В примере фиг. 1 потери циркуляции в слоях горизонтов, обозначенных "Зона А", "Зона В" и "Зона С" должны быть прогнозируемыми, поскольку давление, производимое для осуществления циркуляции в скважине (эквивалентная плотность циркуляции), больше давления гидроразрыва пласта в данных трех зонах с низким градиентом давления гидроразрыва. Риск раскрытия гидроразрыва сильно увеличен в интервалах ствола скважины, частично истощенных добычей, результатом чего является уменьшенное поровое давление текучей среды, как показано в истощенных зонах А, В и С на фиг. 1. Более низкое давление текучей среды или поровое давление в интервале или слое уменьшает напряжение, удерживающее ствол скважины закрытым, и градиент давления гидроразрыва в слое.

Высокая скорость потери циркуляции в гидроразрывах может также возникать в отсутствие истощения, особенно в наклонно-направленных скважинах, пробуренных под большим углом. Когда бурят вертикальные скважины, давление гидроразрыва пласта имеет тенденцию увеличения с глубиной бурения, поскольку давление гидроразрыва пласта увеличивается весом пластов над данной точкой. В отличие от этого давление гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах с большим углом не увеличивается также быстро, поскольку траектория, в общем, уходит вбок, и скважина не проходит глубже в землю. В предельном примере горизонтальной скважины увеличение вертикальной глубины полностью отсутствует, и изменение давления гидроразрыва пласта с продолжением бурения также отсутствует. Вместе с тем, давление циркуляции продолжает увеличиваться вследствие увеличения длины ствола скважины. Когда ствол наклонно-направленной скважины достигает некоторой длины, давление циркуляции в нем может превзойти давление гидроразрыва пласта и должно возникнуть поглощение. Когда давление циркуляции в наклонно-направленной скважине с большим углом превышает давление гидроразрыва пласта, результатом продолжения бурения могут стать неприемлемо высокие потери циркуляции, при этом геотехническое задание может быть не выполнено. Воздействие на экономику данных типов поглощения может увеличиваться в глубоководных месторождениях поздней стадии разработки и снижении давления в интервалах добычи. Глубоководные месторождения обычно разрабатываются в пластах с низким от природы давлением гидроразрыва и бурением стволов скважин на дальние расстояния от центральной структуры с высокими давлениями циркуляции. В настоящее время имеется немного истощенных коллекторов на глубоководных месторождениях, поскольку промышленность только недавно разработала технологию освоения таких месторождений. Вместе с тем дополнительное извлечение текучих сред из данных коллекторов может дополнительно уменьшать градиент давления гидроразрыва в некоторых зонах. Комбинация высоких давлений циркуляции в скважинах, пробуренных под большим углом, с большим отходом, и низких градиентов давления гидроразрыва пласта, обычная в глубоководных месторождениях, может сделать экономически нецелесообразной разработку больших залежей, если не станет доступной новая технология бурения.

Поглощение может также возникать, когда плотность текучей среды, требуемая для предотвращения обрушения ствола скважины в областях низкой прочности горных пород, превышает давление гидроразрыва пласта. Наклонно-направленные скважины более подвержены обрушениям и поэтому для успешного бурения требуется более высокая плотность текучей среды. Плотность, требуемая для стабилизации ствола скважины, именуется "стабилизирующая плотность бурового раствора". Комбинация требования высокой плотности текучей среды для стабильности и высокого давления циркуляции вследствие длины ствола скважины обуславливает более высокую вероятность поглощения в скважинах, с большим углом и с большими отходами.

Если наблюдают потерю циркуляции в гидроразрыве при бурении в зону, в дополнение к установке дорогостоящей обсадной колонны, имеются два главных способа реагирования: уменьшение давления в стволе скважины и увеличение градиента давления гидроразрыва пласта, чтобы он превышал давление в стволе скважины. Если давление в стволе скважины уменьшают ниже напряжения смыкания гидроразрыва, напряжение вокруг ствола скважины должно заставить гидроразрыв сомкнуться и поглощение текучей среды должно остановиться. Если по различным причинам давление нельзя уменьшить, давление в стволе скважины должно продолжать углублять гидроразрыв, и поглощение продолжится. Следовательно, увеличение напряжения смыкания гидроразрыва является предпочтительным способом.

Известно, что если образован гидроразрыв, пересекающий ствол скважины и проходящий в горную породу вокруг ствола скважины, и гидроразрыв держится открытым при помощи материала из твердых частиц в гидроразрыве, тогда градиент давления гидроразрыва на стволе скважины увеличивается. (F.E. Dupriest, "Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Return Practices, Напряжение, смыкания гидроразрыва и работы при потере циркуляции" SPE/IADC 92192, Society of Petroleum Engineers, 2005). Абсолютное большинство обработок при потере циркуляции направлено на повышение градиента давления гидроразрыва ствола скважины посредством образования гидроразрыва, удерживаемого открытым расклиниванием. Расширение гидроразрыва обуславливает сжатие горной породы в прилегающем горизонте ствола скважины, что обуславливает его обратное давление с увеличенным напряжением. Таким образом, увеличивается давление открытия гидроразрыва (гидроразрыва) пласта. Напряжение проходит вокруг стенки ствола скважины и увеличивает давление в некоторой степени во всех направлениях. Гидроразрывы могут расширяться при нарастании давления в стволе скважины или в самом гидроразрыве.

В большинстве обычных мероприятий для увеличения напряжения смыкания гидроразрыва приме-

няют дискретную обработку ствола скважины. Обычная дискретная обработка состоит из остановки бурения и затем закачки ограниченного объема текучей среды, называемой "тампонажной пачкой", содержащей материал для ликвидации поглощения в ствол скважины для прекращения или замедления поглощения бурового раствора. Материал для ликвидации поглощения обычно больше по размеру твердых частиц в обычных буровых растворах. Материалы для ликвидации поглощения взаимодействуют с вновь образованным гидроразрывом для предотвращения дополнительного поглощения текучей среды через данный гидроразрыв. Материал для ликвидации поглощения расширяет гидроразрыв, в результате чего увеличивается напряжение, вызывающее смыкание гидроразрыва в горизонте ствола скважины, примыкающем к гидроразрыву. Если обработка не является успешной, обсадная колонна должна быть установлена в зоне поглощения, что является дорогостоящим и затратным по времени. Также дополнительные расходы дает стоимость поглощенной текучей среды.

Большинство обработок, давших статистику, являются дискретными операциями, проводимыми либо при первом возникновении поглощения, или после того, как интервал пласта полностью открыт и бурение остановлено. Соответственно, поглощение текучей среды возникает в процессе бурения через интервал и влечет за собой расходы во время остановки бурения для дискретной обработки. Коэффициент результативности в дискретных обработках улучшается, но промышленность испытывает недостаток надежных и практичных процессов для наращивания напряжения по ходу бурения без прерывания процесса бурения.

Имеется несколько причин, по которым необходим способ без прерывания. Дискретные способы часто являются эффективными, но их используют уже после возникновения поглощения. Бурение должно останавливать, поскольку, если невозможно осуществлять циркуляцию текучей среды обратно на поверхность, произведенную выбуренную породу невозможно удалить из скважины. Также расходы на буровое оборудование в непроизводительное время, требуемое для остановки и обработки поглощения, заказчик продолжает нести. При настоящих дневных ставках буровых установок это непроизводительное время может обходиться в десятки и сотни тысяч долларов в день. Другие эффекты могут вызывать даже более серьезную озабоченность. Когда возникает поглощение, давление на забое падает до равного напряжению смыкания поверхностей гидроразрыва. Падение давления на забое может обуславливать обрушение ствола скважины, такого, что интервал придется бурить повторно, или это может обеспечивать поступление потока углеводородов из другой зоны в ствол скважины, если в нем поровое давление оказывается больше уменьшенного давления на забое. Результатом данного поступления являются рискованные и затратные по времени операции управления скважиной. Процесс с постоянным нарастанием напряжения минимизирует поглощение так, что нет необходимости останавливать бурение, и также он исключает падение давления на забое, которое может приводить к обрушению ствола скважины или собоютию управления скважиной.

Обычные буровые растворы разрабатывают дающими возможность некоторой степени регулирования расхода текучей среды, вызванного проницаемостью пласта, именуемого "фильтрационное поглощение". Когда осуществляют проходку проницаемой зоны, вода или нефть, образующие базовую жидкость, начинают проходить в поровые каналы пласта и большинство твердых частиц удаляются и остаются позади, как фильтрационная корка на стенке ствола скважины. Поглощаемая текучая среда именуется фильтратом. В обычной практике систему бурового раствора разрабатывают для быстрого образования заданной фильтрационной корки, чтобы поверхность была уплотнена до того, как корка вырастет слишком толстой. Цель уплотнения состоит в том, чтобы уменьшить поглощение фильтрата и минимизировать рост толщины корки. Когда крупный материал, такой как материал для ликвидации поглощения, добавляют в буровой раствор, образованная фильтрационная корка становится более проницаемой вследствие вовлечения данных более крупных частиц. Результатом этого являются более толстые корки, что увеличивает потенциал прихвата трубного инструмента. Как следствие, операторы избегают добавления более крупных материалов в систему бурового раствора в целом для предотвращения рисков, связанных с толстой фильтрационной коркой. Когда в прошлом использовали высокую загрузку материала для ликвидации поглощения, это было связано с базовой жидкостью, имеющей естественно низкое поглощение фильтрата. Вместе с тем, такие попытки при использовании материала для ликвидации поглощения в буровом растворе с характеристиками низкого поглощения фильтрата оказались весьма не успешными для остановки роста гидроразрыва.

Предложены две модели для процессов обработки при потере циркуляции с твердыми частицами (вместо более мелких твердых частиц обычных буровых растворов); обе сфокусированы на использование частиц специфических размеров, в комбинации с добавками, регулирующими поглощение текучей среды для ограничения роста гидроразрыва. Одна модель предложена в патенте США № 5207282 (Патент 282), раскрывающем способ с материалом для ликвидации поглощения, использующий комбинацию размеров частиц для создания моста вблизи конца распространения гидроразрыва для предотвращения роста гидроразрыва. Способ требует использование размеров частиц (в диапазоне 250-600 мкм) в специфических концентрациях для образования пробки, как заявлено в указанном патенте 282, вблизи конца гидроразрыва, в результате чего получают необходимое увеличение напряжения. В указанном патенте 282 утверждается, что "небольшие количества частиц за пределами критического размера являются до-

пустимыми, но эффективность в основном обуславливается присутствием эффективного количества частиц в критическом диапазоне размеров". Способ также требует, чтобы фильтрационное поглощение к концу гидроразрыва конца было ограничено, чтобы создавать зону низкого давления на самом конце.

Вторая предлагаемая модель рассмотрена в заявке патента США, публикация № 2006/0254826, рассматривающей концепцию "клетки напряжения", включающую в себя увеличение градиента давления гидроразрыва вокруг ствола скважины посредством создания и набивки отверстия к гидроразрыву на его пересечении со стволом скважины. Концепция клетки напряжения является аналогичной процессу с материалом для ликвидации поглощения (LPM) патента США № 5207282 в том, что также зависит от использования специально разработанных размеров частиц для остановки роста гидроразрыва. В концепции клетки напряжения используют крупные частицы, которые не должны входить в отверстие гидроразрыва при ширине гидроразрыва, соответствующей необходимому увеличению напряжения. Полный диапазон более мелких частиц также включен в состав для закупоривания области между более крупными частицами. Предложены тампонажные материалы в диапазоне размеров 25-2000 мкм. Поскольку крупные частицы не могут войти в гидроразрыв и более мелкие частицы не могут пройти сквозь крупные частицы, сообщается, что материал быстро тампонирует отверстие гидроразрыва. Система также разработана имеющей очень низкое поглощение текучей среды (менее 2 мл/30 мин), чтобы очень мало жидкости-носителя могло пройти через частицы в гидроразрыв для нагнетания давления в нем. Концепция заключается в том, что если частицы не могут войти и фильтрат не может пройти через них, давление в гидроразрыве не может нарастать. Давление в стволе скважины должно все равно держать гидроразрыв открытым, но мост в отверстии предотвращает передачу давления. Мост из твердых частиц претерпевает увеличение ширины и связанное с ним увеличение напряжения смыкания гидроразрыва. Вне зависимости от типа обработки показано, что напряжение, являющееся результатом для данной ширины гидроразрыва в стволе скважины, уменьшается с увеличением длины гидроразрыва. Смысл способа клетки напряжения состоит в том, что необходимо очень быстрое образование моста для остановки роста гидроразрыва, до того как гидроразрыв углубится до такой точки, что придется закупоривать значительную ширину для успеха способа. Проектные частицы могут быть недостаточно большими для тампонирующей данной ширины, или требуемый размер частиц может быть непрактичным для циркуляции через компоненты обычной системы бурения. Концепция клетки напряжения учитывает влияние проницаемости окружающей горной породы. Учитывается, что если скорость утечки фильтрата через мост превышает скорость утечки к проницаемой породе, открытой в гидроразрыве, давление в гидроразрыве должно с течением времени вырасти, так что он углубится, и напряжение в стволе скважины должно уменьшиться. В результате, в заявке патента США, публикация № 2006/0254826 утверждается, что в режиме высокой температуры и высокого давления поглощение текучей среды из глинистого бурового раствора должно быть менее 2 мл/30 мин, предположительно поскольку это считается адекватным для контроля с типичной проницаемостью при гидроразрыве.

Существует необходимость создания способа непрерывного контроля потери циркуляции во время бурения скважины, применимого для бурения через зоны низкой и/или высокой проницаемости, которые могут иметь пониженное пластовое давление или низкое напряжение смыкания гидроразрыва (FCS) по другим причинам. Способ должен предпочтительно требовать только продуктов, обычно используемых в операциях бурения. Вследствие значительной неопределенности условий на забое скважин, важно, чтобы способ являлся достаточно надежным для успешной работы в случае, если фактические условия отличаются от учтенных при проектировании. Примерами неопределенностей, к которым должен успешно приспосабливаться способ, являются ширина гидроразрыва, требуемая для достижения необходимого увеличения напряжения, длина гидроразрыва, свойства горной породы, проницаемость, поровое давление и изменчивость в исполнении технологических процедур на месторождении.

#### **Сущность изобретения**

Созданы способы бурения с непрерывной обработкой при потере циркуляции. Используется буровой раствор для высокого поглощения текучей среды вместе с твердыми частицами, выбранными для образования неподвижной массы в гидроразрыве, образованном во время бурения с буровым раствором высокого поглощения текучей среды. В некоторых вариантах реализации бурение с буровым раствором высокого поглощения текучей среды может сопровождаться восстановительной обработкой для удаления толстой фильтрационной корки, которая может образовываться на поверхности ствола скважины во время бурения.

Как один вариант реализации, являющийся примером, способы в объеме настоящей технологии включают в себя определение проектной ширины гидроразрыва пласта в стенке ствола скважины, приготовление бурового раствора и бурение ствола скважины в пласт с использованием бурового раствора. Буровой раствор имеет первоначальное содержание твердых частиц в жидкости-носителе. Текучая среда разработана такой, что ее мгновенная водоотдача повышена. Повышенная мгновенная водоотдача обеспечивает концентрацию твердых частиц, содержащихся в буровом растворе, при его входе в распространяющийся гидроразрыв так, чтобы неподвижная масса оставалась за ним в гидроразрыве. Неподвижная масса предотвращает дополнительный рост гидроразрыва. В некоторых вариантах реализации твердые частицы в буровом растворе имеют фракционный состав, выбранный, по меньшей мере, частично, на

основе определенной ширины гидроразрыва. Например, по меньшей мере 50% твердых частиц могут иметь размер меньше определенной ширины гидроразрыва на пересечении со стволом скважины.

Дополнительно или альтернативно, способы в объеме настоящего описания могут включать в себя приготовление бурового раствора, имеющего по стандарту Американского нефтяного института мгновенную водоотдачу более около 10 мл с объемным содержанием по меньшей мере 10% материала обработки из твердых частиц в жидкости-носителе. Высокая мгновенная водоотдача концентрирует материал обработки из твердых частиц для образования неподвижной массы в гидроразрыве, образованном во время бурения ствола скважины. Осуществляется циркуляция бурового раствора в стволе скважины во время бурения в пласте.

В некоторых вариантах реализации буровые растворы настоящих способов могут быть разработаны и/или приготовлены, по меньшей мере, частично, на основе информации по пласту, в котором бурится скважина. Например, проницаемость пласта и свойства бурового раствора можно рассматривать при определении того, какие частицы, твердые частицы, мелкие частицы или другие материалы подлежат включению в состав бурового раствора и с какой концентрацией и/или фракционным составом. В некоторых вариантах реализации буровые растворы и твердые частицы, используемые в данном документе, могут быть выбраны и/или разработаны на основе характеристик пласта, таких как высокая проницаемость или низкая проницаемость. Дополнительно или альтернативно, конкретные свойства пласта и текучих сред и твердых частиц можно анализировать с помощью одной или нескольких моделей для выбора составов бурового раствора.

### **Краткое описание чертежей**

Описанные выше и другие преимущества настоящего изобретения могут стать ясными после прочтения следующего подробного описания и рассмотрения чертежей, на которых показано следующее.

На фиг. 1 показан график зависимости глубины в метрах от ожидаемых градиентов давления и гидроразрыва во время бурения скважины, в сопоставлении с планируемыми глубинами колонн обсадных труб в скважине;

на фиг. 2a - пример блок-схемы последовательности операций способов бурения согласно аспектам настоящих методик;

на фиг. 2b - пример блок-схемы последовательности операций дополнительных способов бурения согласно аспектам настоящих методик;

на фиг. 3 - схема обычной системы бурения и связанного с ней оборудования, в которой можно использовать настоящие методики;

на фиг. 4a - вид в плане вертикального гидроразрыва вокруг ствола скважины;

на фиг. 4b - вид в плане гидроразрыва, заполненного неподвижной массой частиц;

на фиг. 5 - график взаимосвязи между процентным содержанием твердых частиц и плотностью твердых частиц;

на фиг. 6 - график мгновенной водоотдачи и поглощения текучей среды из различных буровых растворов;

на фиг. 7 - график поглощения текучей среды из текучих сред, имеющих различные суспендирующие агенты;

на фиг. 8 - график поглощения текучей среды из текучих сред, имеющих различные размеры частиц;

на фиг. 9a - график поглощения текучей среды из буровых растворов, имеющих различные размеры частиц и различные добавки;

на фиг. 9b - график поглощения текучей среды из буровых растворов, с примесями бурового шлама;

на фиг. 10a - эскиз толстой фильтрационной корки, возникшей в результате высокого поглощения текучей среды;

на фиг. 10b - результаты проработки фильтрационной корки;

на фиг. 11 - корреляция диаметра поровых каналов и проницаемости песчаника;

на фиг. 12 - график фракционного состава для товарных частиц;

на фиг. 13 - график смоделированных давлений и объемных долей текучей среды в гидроразрыве в заданное время в процессе работы с текучей средой низкой эффективности набивки;

на фиг. 14 - график смоделированных давлений и объемных долей текучей среды в гидроразрыве в заданное время в процессе работы с текучей средой высокой эффективности набивки;

на фиг. 15 - определение параметров режима поглощения текучей среды для двух различных составов буровых растворов для диапазона проницаемостей;

на фиг. 16 - график ожидаемых градиентов давлений и гидроразрыва время бурения скважины, относительно планируемых и фактических глубин колонн обсадных труб в скважине;

на фиг. 17 - диаграмма каротажа для выявления трещиноватости, образованной в пласте, во время бурения пласта с использованием способов, раскрытых в данном документе.

### **Подробное описание изобретения**

В следующем подробном описании конкретные варианты осуществления настоящего изобретения должны быть описаны применительно к его предпочтительным вариантам осуществления. Вместе с тем,

хотя следующее описание относится к конкретным вариантам осуществления или конкретного использования настоящих методик, оно предназначено быть только иллюстративным и просто дает краткое описание вариантов осуществления, являющихся примерами. Соответственно, изобретение не ограничено конкретными вариантами осуществления, описанными ниже, напротив, изобретение включает в себя все альтернативы, модификации и эквиваленты, подпадающие под истинный объем прилагаемой формулы изобретения.

На фиг. 2а показана блок-схема последовательности операций из нескольких этапов, связанных с одним аспектом настоящих методик для бурения ствола скважины в подземном пласте. Способ, показанный на фиг. 2а, представляет один вариант реализации методики, именуемый в данном документе способ 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения. Специфика этапов, показанных на фиг. 2а, должна стать более понятной из данного описания, и представлена здесь в общем виде для обзора и ссылок в остальной части данного описания. Способ 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения включает в себя на стадии 112 приготовление бурового раствора, имеющего повышенную или высокую мгновенную водоотдачу, на стадии 114 бурение ствола скважины в пласт с использованием бурового раствора, и на стадии 116 образование неподвижной массы в гидроразрыве, образованном во время бурения с буровым раствором. Способ 110 бурения, с использованием бурового раствора создания напряжения может включать в себя несколько дополнительных этапов. Один пример комплементарного этапа, который может включать в себя способ бурения с использованием бурового раствора создания напряжения, в настоящем описании на фиг. 2а показан на стадии 118, способ, если необходимо, может включать в себя определение ширины гидроразрыва, такой как ширина гидроразрыва на пересечении стенки ствола скважины или необходимой ширины, до которой такой гидроразрыв можно расширить настоящими способами. Дополнительно или альтернативно, показанные этапы способа 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения могут быть более основательно определены. Например, на фиг. 2а показано, что приготовление бурового раствора на стадии 112, если необходимо, может включать в себя на стадии 124 приготовление бурового раствора, в котором по меньшей мере около 50% твердых частиц в буровом растворе имеют размер меньше определенной ширины гидроразрыва. Как другой пример, на фиг. 2а показано, что приготовление бурового раствора, если необходимо, может включать в себя, на стадии 122 приготовление бурового раствора, имеющего мгновенную водоотдачу, составляющую по меньшей мере около 10 мл и, по меньшей мере, с объемным содержанием около 10% твердых частиц. Другие аспекты способа 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения должны стать понятными из остальной части описания в данном документе.

На фиг. 2b аналогично дано общее представление способов в объеме настоящего изобретения. На фиг. 2b, способ 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения показан в несколько отличающихся терминах, с дополнительным иллюстрированием изменений способа 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения в объеме настоящего описания. Кроме того, на фиг. 2b показан способ 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения применительно к способу 150 бурения и обработки создания напряжения (DST), описанному в данном документе. Хотя способы 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения (DSF) настоящего описания можно использовать вместе со способами 150 бурения и обработки создания напряжения (DST), в данном документе такая кооперация не требуется. Аналогично фиг. 2а настоящее рассмотрение фиг. 2b имеет целью дать общее представление о способах 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения и способах 150 бурения и обработки создания напряжения описанных более подробно в данном документе ниже. На стадии 10 рассчитывают или оценивают начальный градиент давления гидроразрыва пласта. На стадии 11 выбирают необходимый градиент давления гидроразрыва в пласте. На стадии 12 прогнозируемую ширину гидроразрыва на его пересечении со стволом скважины, которую должен производить необходимый градиент давления гидроразрыва в пласте, определяют оценкой или расчетом. На стадии 13 подготавливают буровой раствор, имеющий характеристики, включающие в себя (1) максимальное практическое общее содержание твердых частиц; (2) повышенную способность поглощения жидкости-носителя для наращивания неподвижной массы и (3) частицы, подобранные по размерам, для увеличения сопротивления смещению к узкой части гидроразрыва. Основная функция твердых частиц состоит в предотвращении роста гидроразрыва посредством образования неподвижной массы. На стадии 14 буровой раствор используют в бурении ствола скважины в пласте.

Компоненты способа 150 бурения и обработки создания напряжения, являющиеся примером, дополнительно показаны на фиг. 2b. Способ 150 бурения и обработки создания напряжения может быть реализован, когда опасаются прихвата и/или он наблюдается при использовании способа 110 бурения с использованием бурового раствора создания напряжения (DSF). Соответственно, способы 150 бурения и обработки создания напряжения (DST) включают в себя мониторинг крутящего момента (стадия 15) на бурильной колонне во время бурения с буровым раствором. Можно также осуществлять мониторинг другого поведения, которое может указывать на возникновение существенного роста корки. На стадии 16 также можно определить, достигнут ли выбранный крутящий момент. Если выбранный крутящий мо-

мент не достигнут, операция бурения продолжается (стадия 17), с продолжением мониторинга крутящего момента (стадия 15). Если выбранный крутящий момент достигнут, выполняют циркуляцию в пласт тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения (стадия 18) или, конкретнее, в ствол скважины в интервал, подлежащий обработке, при вращении и расхаживании центраторами в стволе скважины на интервале, подлежащем обработке. Тампонажная пачка бурения и обработки создания напряжения предпочтительно имеет показатель поглощения текучей среды менее 6 мл/30 мин по стандарту Американского нефтяного института. Способы 150 бурения и обработки создания напряжения предпочтительно дополнительно содержат этап перемещения нижнего конца бурильной колонны (стадия 19) в положение над обрабатываемым интервалом пласта и осуществление циркуляции бурового раствора в течение выбранного времени, после чего перемещение нижнего конца бурильной колонны (стадия 20) под пласт, при этом осуществляя мониторинг силы трения колонны на обрабатываемом интервале. Бурение продолжается с осуществлением мониторинга крутящего момента (стадии 21 и 15). Если второй выбранный крутящий момент достигнут, этапы циркуляции тампонажной пачки с перемещением центратора в ствол скважины, перемещения нижнего конца бурильной колонны в положение над пластом и под пластом с осуществлением циркуляции бурового раствора повторяют (стадии 18, 19 и 20). Другие аспекты способа 150 бурения и обработки создания напряжения должны быть понятны из упоминания в данном документе.

На фиг. 3 показана типичная система бурения и относящееся к ней оборудование, в которой настоящее изобретение можно использовать, реализовав его преимущества. Наземная буровая установка 25 установлена над стволом 26 скважины, проходящим подземный пласт 27. Хотя на фиг. 3 показана вертикальная скважина, пробуренная с поверхности земли, специалистам в данной области техники, использующим данное описание, должно быть ясно, что, вместе с тем, настоящее изобретение находит применение в других вариантах применения бурения, таких как наклонно-направленное бурение и морское бурение.

Бурильная колонна 28 подвешена в стволе 26 скважины, имеющем обсадную колонну 29 на верхнем конце и являющемся необсаженным на нижнем конце. Нижний конец бурильной колонны 28 включает в себя буровое долото 30. Буровой раствор или буровой глинистый раствор 31 закачивается насосом 32 во внутренний объем бурильной колонны 28, создавая поток бурового раствора, проходящий вниз через бурильную колонну 28. Буровой раствор выходит из бурильной колонны 28 через отверстия в буровом долоте 30 и затем циркулирует вверх через кольцевое пространство 33 между внешней поверхностью бурильной колонны и стенкой ствола скважины, как указано стрелками. Буровой раствор выполняет различные функции, содействуя процессу бурения, такие как смазка бурового долота 30 и транспортировка выбуренной породы, выработанной буровым долотом во время бурения. Выбуренная порода и другие твердые частицы смешиваются с буровым раствором, образуя "фильтрационную корку" 34, которая также выполняет различные функции, такие как создание покрытия стенки ствола скважины.

Бурильная колонна 28 дополнительно включает в себя компоновку низа бурильной колонны (КНБК), в общем, обозначенную позицией 35. КНБК может включать в себя различные модули и устройства с возможностью измерения, обработки или сохранения информации и осуществления связи с поверхностью. Как показано на фиг. 3, КНБК 35 включает в себя долото 30, центратор 36, имеющий жесткие лопасти 37, выдвинутые радиально из него, и нижние секции из толстостенной бурильной трубы 38, называемые утяжеленными бурильными трубами. На фиг. 3 показан только один центратор 36; КНБК 35 может иметь несколько центраторов. Центратор 36 содержит одну или несколько радиальных лопастей 37, выдвинутых из него, которые помогают преодолеть тенденцию биения бурильной колонны и смещения от центра при вращении в стволе скважины. Лопасти 37 центратора также выскребают ствол скважины и помогают контролировать нарастание фильтрационной корки.

На фиг. 4а вид в плане ствола 40 скважины, который бурят через слой 41 горной породы, показан на глубине, где образован вертикальный гидроразрыв 42 в слое 41, поскольку давление текучей среды в стволе 40 скважины превышало давление гидроразрыва в слое 41. Гидроразрыв 42 имеет ширину  $W$  на стволе скважины, длину  $L$  в каждом направлении от ствола скважины и поверхности 44 гидроразрыва вдоль гидроразрыва до конца 46. Отфильтровывание в пласт текучей среды происходит вдоль поверхности 44 гидроразрыва. Конец 46 должен углубляться, если давление в гидроразрыве на конце больше напряжения в горной породе в слое 41, удерживающего конец сомкнутым. Во время события потери циркуляции без способов настоящего описания, давление, приложенное буровым раствором, углубляет конец 46 и осуществляет рост длины гидроразрыва. Ширина должна оставаться сравнительно небольшой, но должна увеличиваться по мере продолжения роста длины гидроразрыва.

Фиг. 4b является аналогичной фиг. 4а, за исключением того, что в гидроразрыве 42 образована неподвижная масса 48. Неподвижная масса 48 занимает длину  $L_{IM}$  на фиг. 4b. Образование неподвижной массы 48 происходит вследствие поглощения жидкости-носителя (не показано на чертежах), именуемой фильтратом после ее поглощения. Поглощение фильтрата происходит двумя путями. Первое, утечка должна происходить в проницаемые поверхности 44 гидроразрыва на участке длины  $L_{IM}$ . Второе, когда твердые частицы становятся неподвижными, фильтрат может выдавливаться через твердые частицы к концу 46. Когда текучая среда основы поглощается как фильтрат, твердые частицы становятся сконцен-

трированными в гидроразрыве для образования неподвижной массы 48, которая обычно начинает образовываться в некоторой точке в гидроразрыве, разнесенной с концом 46 гидроразрыва, разнос показан как длина  $L_F$ . Образование неподвижной массы 48 в гидроразрыве 42 делит гидроразрыв на две зоны: 1) зона неподвижной массы, обозначенная  $L_{IM}$ ; и 2) зона фильтрата, обозначенная  $L_F$ . Переход между зоной неподвижной массы и зоной фильтрата именуется в данном документе узлом 47. Когда неподвижная масса растет в результате продолжающейся фильтрации жидкости-носителя через неподвижную массу 48, неподвижная масса предпочтительно растет в направлении ствола скважины или от конца 46 гидроразрыва. Наблюдалось, что если длина  $L_{IM}$  зоны неподвижной массы не увеличивается, поглощение бурового раствора в целом из ствола скважины эффективно предотвращено. Когда фильтрат проходит через неподвижную массу и нарастающее давление в зоне  $L_F$  фильтрата сравнивается с минимальным напряжением в горной породе в данной зоне, конец 46 должен расходиться с ростом длины для высвобождения нарастания давления. Вместе с тем, ширина гидроразрыва по длине зоны  $L_F$  должна быть чрезвычайно мала в порядке ширины, требуемой для обеспечения прохождения текучей среды.

Обнаружено, что если твердым частицам не дана возможность давления на гидроразрыв за пределами неподвижной массы, такого, как давление на узле 47 или за ним, ширина гидроразрыва за пределами неподвижной массы явно не увеличивается. Точно установлено в механике линейно упругой горной породы, что ширина гидроразрыва определяется нарастанием полезного давления в гидроразрыве, сжимающего примыкающую горную породу. Поведение бурового раствора создания напряжения является сложным, поскольку он имеет два компонента, которые могут действовать независимо, прикладывая силу на узле 47, один жидкий и другой твердый. Без связывания с теорией, в настоящее время считается, что ширина гидроразрыва на узле 47 должна определяться давлением, прикладываемым подвижным компонентом. Если только жидкость является подвижной, рост ширины гидроразрыва на узле 47 должен прекратиться, как только его ширина становится адекватной для приема потока жидкости, который является весьма узким. Если твердые частицы являются подвижными и способными приложить силу на узле 47 (то есть, за пределами образованной неподвижной массы 48, на самом узле), ширина на узле 47 гидроразрыва должна расти, пока не станет адекватной для приема твердых частиц. Моделирование по методу конечных элементов показывает, что увеличение напряжения закрытия гидроразрыва, которое должно быть получено в стволе 49 скважины для данной ширины  $W1$ , сильно зависит от ширины на узле 47. Если твердые частицы можно сделать неподвижными, такими, чтобы они не могли прикладывать силу для расширения гидроразрыва на узле 47, можно получить большое увеличение напряжения закрытия гидроразрыва в точке 49. Буровой раствор создания напряжения разработан с высоким поглощением текучей среды, отражающим способность прохождения текучей среды через твердые частицы без существенного трения или сопротивления. Если текучая среда не прикладывает заметной силы к твердым частицам, предотвращается приложение твердыми частицами существенной силы для расширения гидроразрыва на узле 47  $L_{im}$ . Моделирование также показало, что очень малые значения ширины на узле 47 значительно не уменьшают напряжение на точке 49 ствола скважины. Напряженное состояние вокруг ствола скважины является в большой степени обусловленным шириной и клиновидностью гидроразрыва в зоне  $L_{IM}$ , которая значительно не меняется, если ширина на узле 47 составляет менее нескольких микрон. Способность фильтрата оказывать давление на узле 47 и/или в зоне  $L_F$  фильтрата для создания ширины в несколько микрон, существенно не уменьшает увеличение напряжения на стволе скважины, или достижимого давления гидроразрыва пласта. Соответственно, варианты реализации настоящих методик направлены на быстрое обездвиживание твердых частиц и предотвращение оказания давления твердыми частицами на конец, вместе с тем, предотвращение проникновения фильтрата к концу не является необходимым.

По ходу бурения, если давление в стволе скважины превышает давление гидроразрыва пласта, на стенке ствола скважины должен инициироваться гидроразрыв. При бурении, согласно настоящим способам с использованием бурового раствора создания напряжения, буровой раствор создания напряжения входит в гидроразрыв и быстро теряет свою жидкость-носитель, уходящую в проницаемую поверхность гидроразрыва, обуславливая придание неподвижности твердым частицам, содержащимся в буровом растворе создания напряжения. Жидкость-носитель (фильтрат) может также теряться с потоком через твердые частицы к концу. Частицы в буровом растворе, образующие неподвижную массу, концентрируются в гидроразрыве, когда текучая среда основе отфильтровывается в пласт. Частицы в неподвижной массе прекращают передачу давления к концу гидроразрыва. Когда неподвижная масса начинает поддерживать давление в стволе скважины, гидроразрыв расширяется посредством увеличения противодействия на твердые частицы (хотя некоторое количество фильтрата может продолжать прохождение через растущую неподвижную массу). Неподвижная масса должна расти как в толщину, так и в ширину, когда гидроразрыв расширяется для поддержания давления в стволе скважины. Если неподвижная масса является эффективной, закупоривание должно поддерживать полное давление в стволе скважины и ширина гидроразрыва (и связанная с ней подвижная масса) должна расти, пока ее напряжение закрытия также не станет равным давлению. Гидроразрыв должен стать набитым твердыми частицами, и напряжение закрытия должно удерживаться постоянным. Поскольку новое напряжение закрытия должно быть равно давлению в стволе скважины, поглощение текучей среды должно регулироваться. Поскольку давление открытия

гидроразрыва также равно напряжению закрытия, давление текучей среды при бурении способом с использованием бурового раствора создания напряжения, по существу, создает напряжение, требуемое для поддержания давления.

Как показано на фиг. 4b, гидроразрыв 42 становится набитым от конца длины  $L_{DM}$  назад до устья 49 гидроразрыва, по существу, дегидрированными твердыми частицами, что эффективно "захватывает" увеличенное напряжение закрытия. Напряжение удерживает твердые частицы на месте после падения давления в стволе скважины. Если будущие давления в стволе скважины не превышают данное напряжение, существенных потерь циркуляции происходить не должно. Давления в стволе скважины, превышающего напряжение, следует избегать для минимизирования риска, что гидроразрыв может раскрыться дополнительно, что может обусловить обход твердых частиц в гидроразрыве или их смыв вглубь гидроразрыва. В конце достаточная ширина гидроразрыва должна быть построена и поддерживаться неподвижной массой (то есть, достаточное напряжение закрытия получено через постепенное наращивание давления), чтобы напряжение закрытия превосходило давление в стволе скважины, которое должно быть создано последующими операциями бурения, которое может превышать напряжение закрытия, требуемое для бурения обрабатываемого интервала пласта или зоны. Управляемое наращивание давления может быть выполнено постепенным увеличением давления в стволе скважины при мониторинге воздействия на обездвиженный гидроразрыв. Дополнительно или альтернативно, давление можно наращивать посредством одного или нескольких задавливаний, аналогичных задавливаниям с выдержкой. Например, скважину можно закрыть и можно приложить давление буровыми насосами для дополнительного расширения гидроразрыва посредством бурового раствора создания напряжения в стволе скважины вблизи гидроразрыва, подлежащего расширению.

Гидроразрыв затем можно с регулированием заполнить твердыми частицами для увеличения ширины гидроразрыва и напряжения для удовлетворения требований планируемых или предполагаемых операций бурения.

Имеется четыре принципа разработки в способе с использованием бурового раствора создания напряжения, которые вместе или индивидуально создают необходимые выгодные результаты: (1) повышение скорости поглощения текучей среды для ускорения наращивания неподвижной массы; (2) выбор частиц с фракционным составом, формой и/или внутренней проницаемостью для получения низкой эффективности набивки, внутреннего трения текучей среды, и/или высокого поглощения текучей среды; (3) максимизирование концентрации материала для ликвидации поглощений в жидкости-носителе для уменьшения отфильтровывания в пласт, требуемого для образования неподвижной массы; и (4) выбор размеров твердых частиц для увеличения сопротивления перемещению частиц вглубь гидроразрыва, чтобы текучая среда фильтрата с большей вероятностью проходила через неподвижную массу к концу гидроразрыва. Одним отличительным признаком способа с использованием бурового раствора создания напряжения является то, что в нем получают изоляцию конца гидроразрыва посредством выработки "неподвижной массы" твердых частиц, а не посредством закупоривания частицами специфического размера. Способ с использованием бурового раствора создания напряжения достигает быстрой выработки неподвижной массы и снижает риски прихвата трубного инструмента, которые часто присущи работе систем с высоким поглощением текучей среды. Неподвижная масса быстро образуется вследствие высокой мгновенной водоотдачи буровых растворов. Более того, буровые растворы создания напряжения, согласно настоящему описанию, наблюдали создающими фильтрационные корки, имеющие очень низкую прочность на срез (то есть, низкоэффективное напряжение кристаллизации), уменьшающую риск прихвата трубного инструмента.

Способ с использованием бурового раствора создания напряжения наращивает напряжение непрерывно и создает неподвижную массу в гидроразрыве так быстро, что это препятствует возникновению существенного поглощения цельного бурового глинистого раствора. Процесс нарастания давления гидроразрыва пласта во вновь обрабатываемой горной породе требует уникальных положений проектирования, рассматриваемых ниже. Показанное на фиг. 2a и 2b может обеспечить общее представление о данных положениях проектирования. Как рассмотрено выше, применительно к фиг. 2a и 2b, способ с использованием бурового раствора создания напряжения включает в себя этапы приготовления бурового раствора, бурения ствола скважин с буровым раствором и образования неподвижной массы в гидроразрыве, образуемой во время бурения, причем неподвижной массы, образуемой частицами из бурового раствора.

Дополнительные этапы, которые могут быть описаны применительно к данным этапам, можно реализовать надлежащим образом, но они не требуются для практического применения настоящего изобретения.

На фиг. 2b показано несколько подготовительных этапов, которые можно использовать применительно к способу 110 с использованием бурового раствора создания напряжения. Например, начальный градиент давления гидроразрыва интервала пласта можно определить (например, измерением, моделированием, оценкой и т.д.) на стадии 10 и выбрать необходимый градиент давления гидроразрыва на стадии 11. Необходимый градиент давления гидроразрыва может быть выбран на основании различных факторов, включающих в себя градиенты давления гидроразрыва других интервалов в стволе скважины. На

фиг. 1, например, показано, что для бурения в Зоне А градиент давления гидроразрыва должен быть увеличен от около 8 (фунт/галлон эквивалент) ( $960 \text{ кгс/м}^3$ ), оценки градиента давления гидроразрыва в данной зоне, имеющей уменьшенное поровое давление, до около 9,8 (фунт/галлон эквивалент) ( $1176 \text{ кгс/м}^3$ ), эквивалентной циркуляционной плотности. Поэтому необходимое увеличение давления гидроразрыва пласта в стволе скважины составляет 1,8 (фунт/галлон эквивалент) ( $216 \text{ кгс/м}^3$ ). Для обжатия прилегающей горной породы и достижения увеличения давления гидроразрыва пласта, необходимо наращивание давления в гидроразрыве, который может образоваться в Зоне А на фиг. 1.

Установив начальный градиент давления гидроразрыва и необходимый градиент давления гидроразрыва пласта, затем можно прогнозировать, или по другому определять, ширину гидроразрыва, которая может давать необходимый градиент давления гидроразрыва. Например, плановая ширина гидроразрыва может именоваться "проектная ширина". Проектную ширину можно задавать как ширину гидроразрыва в стволе скважины, основанную на расчете или опытных данных, которая должна достигать необходимого или выбранного увеличения напряжения в пласте. Для расчета проектной ширины гидроразрыва можно использовать цифровую модель, основанную на принципах механики горных пород. Такие модели имеются в промышленности и знакомы специалистам в области цифрового моделирования. Свойства горной породы выбранной зоны и другие физические свойства зоны, используемые в модели, можно оценивать по каротажным диаграммам зоны и другим данным, с использованием хорошо известных способов. Если ширина гидроразрыва подлежит расчету, можно принять различные значения длины гидроразрыва и расчетной ширины гидроразрыва, которые должны являться результатом предполагаемого давления в стволе скважины. Например, можно принять длину между 0,5 и 10 футов (0,15-3,05 м). Проектная ширина должна быть выбрана такой, чтобы обработка была успешной в реальном диапазоне фактической длины, поскольку всегда должна присутствовать неопределенность в том, насколько быстро должна выработываться неподвижная масса. Альтернативно, проектную ширину можно оценить из опыта предшествующего бурения выбранной зоны при аналогичных условиях, или из опыта размещения материалов обработки в других скважинах. Этапы, приводящие к этому и включающие в себя определение проектной ширины, можно реализовать в способах 110 с использованием бурового раствора создания напряжения, или можно исключить, как показано на фиг. 2а. При включении в состав определенная проектная ширина может давать информацию выбора твердых частиц для буровых растворов создания напряжения.

Например, материал обработки из твердых частиц для образования неподвижной массы может быть выбран на основе, по меньшей мере, частично, определенной ширины гидроразрыва. В некоторых вариантах реализации материалы обработки из твердых частиц могут быть выбраны для создания фракционного состава частиц, имеющего по меньшей мере 50% частиц с размером меньше проектной ширины гидроразрыва. Вследствие различных конфигураций частиц, которые может включать в себя буровой раствор создания напряжения, и изменений формы частиц, возможных в процессе исполнения настоящих способов, ссылки на размер частицы в данном документе относятся к размеру, действующему в гидроразрыве. Соответственно, частица, имеющая размер меньше ширины гидроразрыва, является частицей, которая в условиях на месте гидроразрыва (то есть, давлении, температуре и т.д.) должна входить в гидроразрыв. В отличие от предшествующих способов, направленных на закупоривание или блокирование отверстия гидроразрыва большими частицами, в настоящих способах образуется неподвижная масса в гидроразрыве из частиц меньше размером определенной ширины гидроразрыва.

Была ли рассчитана или иначе найдена определенная ширина гидроразрыва в настоящих способах, буровой раствор может включать в себя по меньшей мере около 10 об.% материала обработки из твердых частиц. Предпочтительно по меньшей мере около 20 об.% текучей среды составляет материал обработки из твердых частиц, что должно обеспечивать высокую мгновенную водоотдачу из гидроразрыва. Общее содержание твердых частиц в буровых растворах, считая буровые твердые частицы и материалы обработки, может предпочтительно составлять около тридцати процентов по объему. Хотя частицы с размером меньше необходимой ширины гидроразрыва предпочтительны для образования неподвижной массы, некоторое количество частиц с размером больше необходимой ширины гидроразрыва может быть включено в состав. Например, частицы большего размера может включать в себя буровой раствор создания напряжения для приспособления к неопределенности в определении ширины гидроразрыва.

Дополнительно или альтернативно, в вариантах реализации, где проектную ширину гидроразрыва не определяют, в состав могут быть включены частицы в диапазоне размеров для приспособления к диапазону потенциально необходимых значений ширины гидроразрывов. Один пример бурового раствора создания напряжения может содержать 20 об.% материала обработки из твердых частиц в жидкостеносителе, по меньшей мере 50% которого составляют частицы в диапазоне размеров меньше ширины  $W_1$  (см. фиг. 4b) гидроразрыва (как определенного, так и не определенного). В другом примере объемная концентрация твердых частиц может составлять 22%, при этом около 90% материала имеет размер меньше ширины гидроразрыва по расчету или оценке. Любые различные комбинации концентраций можно использовать при условии, что твердые частицы в буровом растворе создания напряжения обеспечивают высокую мгновенную водоотдачу. Примеры бурового раствора создания напряжения включают в себя, по меньшей мере, содержание около 10 об.% материала обработки из твердых частиц и/или

включают в себя твердые частицы, по меньшей мере 50% которых имеют размер меньше определенной ширины гидроразрыва.

При выборе твердых частиц для образования неподвижной массы во время бурения зоны, имеющей низкий градиент давления гидроразрыва (например, зона А фиг. 1), твердые частицы могут быть выбраны с такой удельной массой, чтобы общее содержание твердых частиц составляло между 20 и 45 об.% при перемешивании с доведением до необходимой плотности. Например, легкие буровые растворы создания напряжения (DSF) обычно содержат скорлупу орехов (удельная масса = 1,2), в диапазоне средней плотности текучие среды содержат карбонат кальция и гранулированный песок для гидроразрыва (удельная масса = 2,65) и высокой плотности текучие среды содержат крупнозернистый барит (удельная масса = 4,2). Прочность или упругость материалов не является существенной для способа. Содержание твердых частиц предпочтительно максимизируют для уменьшения объема текучей среды, которая должна быть поглощена для получения неподвижной массы. Более низкие концентрации твердых частиц могут быть эффективными в зонах более высокой проницаемости, имеющих увеличенную депрессию, где скорость поглощения текучей среды может быть выше. Для более низкой проницаемости или уменьшенной депрессии может быть предпочтительно использование более высоких концентраций твердых частиц, чтобы требовалось меньше отфильтровывания в пласте для получения неподвижной массы.

Используемая концентрация твердых частиц предпочтительно является максимальной для надежного осуществления циркуляции и суспендирования. Требуемый порог отсутствует. Чем выше начальная концентрация твердых частиц, тем меньше поглощение текучей среды, требуемое для образования неподвижной массы. На фиг. 5 показано, что относительно небольшие изменения в начальной концентрации твердых частиц могут иметь значительный эффект на необходимое количество поглощения текучей среды. В столбчатой диаграмме на фиг. 5 показаны столбики 50, 51 и 52, иллюстрирующие мгновенную водоотдачу из трех материалов для ликвидации поглощения (LCM): скорлупа ореха, графит и гранулированный песок для гидроразрыва. Все примеры относятся к текучей среде, смешанной, чтобы иметь плотность 13,7 (фунт/галлон) (1644 кг/м<sup>3</sup>) с различными количествами материала 54 для ликвидации поглощения и барита 55. В первом столбике 50 диаграммы, материал для ликвидации поглощения (LCM) является скорлупой ореха, имеющей удельную массу 1,2. Во втором столбике 51 диаграммы материал для ликвидации поглощения (LCM) является графитом, имеющим удельную массу 2,1. В первых двух примерах показаны образцы текучей среды с общим содержанием около 30% твердых частиц (72,7% воды) и около 40% твердых частиц (62,2% воды), соответственно. Хотя текучая среда с меньшей концентрацией твердых частиц содержит только на 10,5% больше воды, для нее может быть необходимо поглощение на 100% объема для преобразования в неподвижную массу. Это происходит потому, что поглощение всей воды не является необходимым, чтобы твердые частицы становились неподвижными; необходимо только снизить содержание воды до критического порога, где твердая частица начинает демонстрировать неподвижность. На фиг. 5 показано содержание воды 39% (показано пунктирной линией 53), как критический порог. Чем ближе к данному порогу стартует первоначальное содержание текучей среды, тем меньшее поглощение требуется. Поэтому в данном примере графит является лучшим материалом для ликвидации поглощения, чем скорлупа ореха. Вместе с тем, данное предположение может изменяться от одного пласта к другому, в зависимости от таких факторов, как проницаемость пласта и т.д.

Второй и третий столбики 51 и 52 на фиг. 5 показывают, что выбор плотности материала для ликвидации поглощения также является важным, поскольку этим определяется максимальная концентрация материала для ликвидации поглощения, который можно разместить в текучей среде и при этом поддерживать прокачиваемость. В данном случае максимально допустимое содержание твердых частиц было принято составляющим 40 об.% и проектная плотность тампонажной пачки была 13,7 (фунт/галлон) (1644 кг/м<sup>3</sup>). Если используют материал для ликвидации поглощения средней плотности (удельная масса 2,1), является возможным содержание данного материала только 28,5 об.%, и остальной объем должен составлять барит высокой плотности, или общее содержание твердых частиц должно превышать 40% проектного порога. Если используют материал более высокой плотности, такой как карбонат кальция (удельная масса 2,6), возможно, чтобы 40% содержания твердых частиц было представлено материалом для ликвидации поглощения. В данном способе материал для ликвидации поглощения используют и как материал для ликвидации поглощения и как утяжелитель.

Вообще говоря, содержание твердых частиц максимизируют с использованием материала для ликвидации поглощения низкой плотности для буровых растворов низкой плотности, поскольку использование материала для ликвидации поглощения более высокой плотности, такого как карбонат кальция, может не позволить добавлять много продукта до обуславливания самим материалом для ликвидации поглощения подъема плотности текучей среды за предел проектного значения. И наоборот, концентрацию материала по размеру для ликвидации поглощения максимизируют в текучих средах более высокой плотности с использованием материала для ликвидации поглощения высокой плотности. Данное положение проектирования отражает цель максимизирования содержания твердых частиц для уменьшения поглощения текучей среды, требуемого для образования неподвижной массы.

Хотя выбор концентраций твердых частиц и выбор фракционного состава частиц может являться частью настоящих способов, положения проектирования, лежащие в основе такого выбора, состоят в

приготовлении бурового раствора, имеющего высокую мгновенную водоотдачу по стандарту Американского нефтяного института, которая в некоторых вариантах реализации предпочтительно превышает 10 мл на пористой среде с проницаемостью, перепадом давления и температурой, представляющими зону поглощения. Более предпочтительно мгновенная водоотдача может превышать 15 мл. Мгновенную водоотдачу следует измерять согласно процедуре, установленной в рекомендации Американского нефтяного института 13B-1 (Third Ed., Dec. 2003) для текучих сред на водной основе или рекомендации Американского нефтяного института Recommended Practice 13B-2 (Fourth Ed., May 2005) для текучих сред на нефтяной основе. Мгновенная водоотдача является мерой скорости поглощения фильтрата до того, как фильтрационная корка начинает становиться эффективной. Поскольку рост гидроразрыва в способе с использованием бурового раствора создания напряжения останавливается очень быстро для ограничения длины гидроразрыва, данный способ измерения режима, опережающего поглощения текучей среды, считается наиболее подходящим для установления критерия проектирования. В других способах используются испытания большей продолжительности, такие как 30-минутное испытание поглощения текучей среды при высокой температуре и давлении в способе Stress Cage клетка напряжения (рекомендация Американского нефтяного института Recommended Practice 13B-1). Хотя в испытаниях мгновенной водоотдачи и поглощения текучей среды при высокой температуре и давлении используют различные процедуры испытаний, буровой раствор создания напряжения (DSF) с проектной мгновенной водоотдачей, превышающей 15 мл должен, в общем, иметь поглощение в испытании при высокой температуре и давлении, превышающее 50 мл/30 мин. Разница значений показывает фундаментальные различия принципов проектирования между обработками бурового раствора создания напряжения и обработками в клетке напряжения. Способ клетки напряжения требует поглощения текучей среды при высокой температуре и давлении менее 2 мл/30 мин, тогда как для способа с использованием бурового раствора создания напряжения предпочтительна мгновенная водоотдача, в общем, дающая результат поглощения текучей среды при высокой температуре и давлении более 50 мл/30 мин. Плановая мгновенная водоотдача стандарта Американского нефтяного института в 10 мл показала себя дающей хорошие результаты в практическом применении на площадке бурения, и данное значение можно получить с жидкостями-носителями на обычной основе. Гораздо более высокая мгновенная водоотдача возможна в зонах поглощения более высокой проницаемости. Вместе с тем, мгновенная водоотдача стандарта Американского нефтяного института, превышающая 10 мл, является приемлемым проектным порогом и предпочтительно составляет более 15 мл.

На фиг. 6 показаны результаты испытаний мгновенной водоотдачи и поглощения текучей среды для различных буровых растворов. Первый столбик 60 показывает результаты испытаний мгновенной водоотдачи, проведенных с буровым раствором плотностью 12,0 фунтов/галлон (1440 кг/м<sup>3</sup>) с баритом по стандарту Американского нефтяного института суспендированным в загущенной нефти. В данном испытании частички барита создавали закупоривающий материал, образующий фильтрационную корку. Когда был добавлен материал для ликвидации поглощения (LCM) (столбик 61), мгновенная водоотдача увеличилась вследствие включения в состав фильтрационной корки крупнозернистого материала. Действие материала для ликвидации поглощения (графит в 400 мкм) состояло, по существу, в уменьшении эффективности закупоривающего действия частичек барита. Третий столбик (62) показывает воздействие на мгновенную водоотдачу, если мелкие частицы (частицы меньше 30 мкм) удалены из барита и используется только материал для ликвидации поглощения. Тогда как результатом использования материала для ликвидации поглощения для повышения поглощения текучей среды стало двукратное увеличение мгновенной водоотдачи, исключение мелких частиц барита обусловило десятикратное увеличение мгновенной водоотдачи. На основании данного результата в некоторых вариантах реализации способа, раскрытых в данном документе, предпочтительно используют буровой раствор, имеющий твердые частицы, больше около 30 мкм (то есть, с удалением большей части мелких частиц). Четвертый столбик 63, пятый столбик 64 и шестой столбик 65 представляют общее поглощение текучей среды (сс/30 мин) для аналогичных материалов за более долгий период времени. Относительные результаты являются аналогичными. Все испытания проводились согласно рекомендациям Американского нефтяного института 13B-1 или B-2.

Если барит используют в буровом растворе, подлежащем использованию в способе с использованием бурового раствора создания напряжения (DSF), предпочтительно использование суспендирующих агентов в текучей фазе, сильно не загущивающих воду или безводную текучую среду. На фиг. 7 показан эффект уменьшения концентраций ксантановой смолы (кривые 71, 72 и 73, представляющие 6,0, 1,25 и 0,5 фунтов/баррель (17,2 3,6 и 1,4 кг/м<sup>3</sup>), соответственно) на поглощение текучей среды из системы на водной основе. Ксантановая смола суспендирует посредством загущивания воды, и более высокая вязкость текучей фазы уменьшает поглощение текучей среды. Кривая 74 показывает эффект от использования 15 (фунтов/баррель 42,9 кг/м<sup>3</sup>) аттапульгита, как суспендирующего агента. Аттапульгит является природной глиной, которая в воде сильно не гидратируется. Поскольку иглы глины сцеплены, она противодействует седиментации материалов посредством мелких суспендированных частиц, но вода свободно проходит через нее так, что она имеет минимальное воздействие на поглощение текучей среды. По данной причине аттапульгит является предпочтительным суспендирующим агентом в способе с исполь-

зованием бурового раствора создания напряжения. Он является особенно предпочтительным, если используется барит, который может содержать мелкие закупоривающие твердые частицы, эффективно набивающиеся и предлагающие дополнительное сопротивление проходу потока воды, которая загущена. Можно использовать другие суспендирующие агенты, имеющие характеристики, аналогичные аттапульгиту, в особенности, способность суспендирования частиц также без загущения текучих сред.

Поглощение текучей среды также может быть повышено в способах с использованием бурового раствора создания напряжения, раскрытых в данном документе при использовании материалов для образования неподвижной массы (материалов для ликвидации поглощения), имеющих узкий фракционный состав частиц. На фиг. 8 показано воздействие на поглощение текучей среды смешивания материалов различных размеров в буровом растворе с 12 фунтов/галлон (1440 кг/м<sup>3</sup>) материала для ликвидации поглощения, имеющим аттапульгит в качестве суспендирующего агента. Крупнозернистый барит (кривая 81) обеспечивает очень высокое поглощение текучей среды. Барит стандарта Американского нефтяного института (кривая 82) вследствие присутствия мелких частиц обеспечивает меньшее поглощение текучей среды. Расклинивающий зернистый песок гидроразрыва (кривая 83) в диапазоне размера 20/40 меш (отверстий сетки на линейный дюйм) имеет однородное распределение и низкое содержание мелких частиц и обеспечивает очень высокое поглощение текучей среды. Испытания, проведенные как с баритом стандарта Американского нефтяного института, так и с более крупнозернистыми материалами (кривые 84, 85 и 86) показывают существенно более низкое поглощение текучей среды, вследствие улучшенной эффективности набивки. Смесь 50/50 (кривая 86) показала самое низкое поглощение текучей среды, и смеси 25/75 или 75/25 (кривые 84 и 85) показали более высокое поглощение текучей среды. На основании данных результатов, в процессе, раскрытом в данном документе, предпочтительно использование материала для ликвидации поглощения имеющего одинаковые размеры или узкий фракционный состав частиц и минимальное содержание барита стандарта Американского нефтяного института.

Хотя некоторые варианты реализации предпочтительно могут минимизировать концентрацию мелких частиц (например, частиц меньше около 30 мкм) для увеличения мгновенной водоотдачи неподвижной массы, образованной буровым раствором создания напряжения, другие варианты реализации могут иметь более низкий порог или могут быть, по существу, не чувствительными к мелким частицам. Как один пример такого варианта реализации, буровые растворы создания напряжения, подходящие для способов, описанных в данном документе, могут включать в себя частицы диатомовой земли. Диатомовая земля поставляется с различным фракционным составом частиц (обычно со средним размером в диапазоне 27-40 мкм), в большинстве является порошком с частицами в диапазоне, при котором обычно снижается мгновенная водоотдача. Диатомы являются останками микроскопических скелетов организмов с микронными размерами неправильной формы, с внутренними микроскопическими каналами потока, придающими проницаемость. Скелетные структуры содержат каналы потока, обеспечивающие прохождение текучей среды через сами зерна. Когда данные микроскопические каналы потока включены в состав неподвижной массы (фильтрационной корки), они не снижают мгновенную водоотдачу или поглощение текучей среды, но повышают проводимость фильтрационной корки и, таким образом, мгновенную водоотдачу и фильтрационные потери. Хотя диатомовая земля уже используется на практике для фильтрации и в операциях бурения, ее использование для увеличения мгновенной водоотдачи, демонстрируемой неподвижной массой, образующейся в гидроразрыве для предотвращения потери циркуляции, является алогичным.

На фиг. 9а и 9б показаны представительные данные испытаний воздействия на поглощение текучей среды добавлением диатомовой земли к буровому раствору создания напряжения. На фиг. 9а построены графики поглощения текучей среды относительно времени для различных образцов буровых растворов создания напряжения, каждого со скорлупой ореха, как основным видом твердых частиц, образующих неподвижную массу. В каждом из образцов общая концентрация твердых частиц бурового раствора создания напряжения составляет около тридцати процентов по объему. Дополнительно, каждое испытание проводилось при температуре около 200°F (93°C), давлении около 1000 фунт/дюйм<sup>2</sup> (70 кг/см<sup>2</sup>), и в симитированном пласте, называемом алокситовым диском, имеющим проницаемость около 1 Д. Линия 130 представляет поглощение бурового раствора создания напряжения со скорлупой ореха, имеющей D50 (средний размер) 40 мкм. Как можно увидеть, поглощение бурового раствора создания напряжения с такими мелкоразмерными частицами является низким в сравнении с другими образцами. Линия 132 представляет поглощение бурового раствора создания напряжения со скорлупой ореха, имеющей D50 (средний размер) 400 мкм и также содержащей около четырех процентов по объему симитированного бурового шлама. Как можно видеть, поглощение данного бурового раствора создания напряжения (DSF), с имитированием фактических условий по типу ствола скважины с включением в состав симитированного бурового шлама находится среди самых низких из текучих сред, рассмотренных на фиг. 9а.

Также показанные на фиг. 9а линии 134 и 136 представляют поглощение относительно времени для бурового раствора создания напряжения, являющегося испытываемым образцом, со скорлупой орехов, имеющей D50 (средний размер) 400 мкм (линия 136) и для бурового раствора создания напряжения, являющегося испытываемым образцом, со скорлупой ореха, имеющей фракционный состав частиц между около 200 и около 600 мкм (линия 134). Как рассмотрено выше и показано здесь, буровые растворы соз-

дания напряжения, включающие в себя материалы для ликвидации поглощения, имеющие более узкий фракционный состав (линия 136), создают большее поглощение текучей среды, чем буровые растворы создания напряжения, включающие в себя диапазон размеров частиц (линия 134). Дополнительно линия 134 показывает, что даже диапазон частицы более крупного размера создает большее поглощение текучей среды, чем буровой раствор создания напряжения, имеющий стабильно мелкоразмерные частицы, как показано линией 130. На фиг. 9а также показано динамическое воздействие добавления диатомовой земли на буровой раствор создания напряжения. Линия 138 выстраивает график поглощения относительно времени бурового раствора создания напряжения со скорлупой ореха, имеющей D50 400 мкм и включающей в себя около 2 об.% диатомовой земли. Для поддержания процента общего объема твердых частиц ниже около тридцати процентов, количество скорлупы ореха уменьшают для размещения диатомовой земли, замещающей более крупные частицы более мелкими частицами. Следуя предположениям линий 130, 132, 134 и 136, замещение более крупных частиц более мелкими частицами можно считать уменьшающим поглощение текучей среды. Вместе с тем, как показано линиями 138, буровой раствор создания напряжения, включающий в себя диатомовую землю, значительно увеличивает поглощение текучей среды. Линия 138 фиг. 9а останавливается до достижения изгнанием времени 10 мин, поскольку поглощение текучей среды было таким высоким, что достигло осушки.

Контраст между линией 136 (400 мкм) и линией 132 (400 мкм + сымитированный буровой шлам) раскрывает, что работа бурового раствора создания напряжения в условиях испытания может быть не одинакова с работой аналогичного бурового раствора создания напряжения на буровой площадке. Пример, показанный здесь, раскрывает, что буровой шлам, естественно присутствующий в буровом растворе в кольцевом пространстве, может уменьшать мгновенную водоотдачу и поглощение текучей среды ниже уровня, который можно прогнозировать по условиям испытаний. Поскольку невозможно управлять фракционным составом частиц бурового шлама во время операций бурения, выбор фракционного состава частиц материала для ликвидации поглощения для уменьшения эффективности уплотнения, созданного буровым шламом, является сложным, если вообще возможным. На фиг. 9b показаны результаты трех испытаний бурового раствора создания напряжения, с примесью бурового шлама, данные испытания также выполнялись при температуре около 200°F (93°C) и давлении около 1000 фунт/дюйм (70 кг/см<sup>2</sup>) с использованием сымитированного пласта, имеющего проницаемость около 1 Д. Линия 140 фиг. 9b представляет результаты испытания с использованием скорлупы ореха в 400 мкм и около 4 об.% сымитированного бурового шлама. Как можно видеть, линия 140 фиг. 9b соответствует линии 132 фиг. 9а. Линии 142 и 144 показывают результаты, когда диатомовая земля добавлена к аналогичному буровому раствору создания напряжения (то есть, со скорлупой ореха в 400 мкм и 4 об.% бурового шлама) в увеличенных концентрациях: линия 142 для концентрации диатомовой земли около 2 об.% и линия 144 для концентрации диатомовой земли около пяти процентов по объему. При рассмотрении линий графиков, построенных на фиг. 9b, можно видеть, что добавление диатомовой земли увеличивает поглощение текучей среды и мгновенную водоотдачу образца бурового раствора создания напряжения. Сравнивая фиг. 9а и 9b, можно видеть, что в испытаниях, представленных линией 138 и линией 144 произошла осушка, при этом, в испытании, представленном линией 144 (со скорлупой ореха в 400 мкм и 4 об.% сымитированного бурового шлама, и 5 об.% диатомовой земли) осушка произошла после 20 мин, а не около 7,5 как для линии 138.

На фиг. 9а и 9b показано, что цели проекта по увеличению мгновенной водоотдачи можно достичь посредством использования диатомовой земли, как одного компонента в буровых растворах создания напряжения. Диатомовая земля, хотя является подходящей для настоящего изобретения, является просто одним примером материала с проницаемыми твердыми частицами, который может включать в себя буровые растворы создания напряжения. Любую проницаемую среду можно использовать, такую как микротрубки, нанотрубки, композиции микротрубок, композиции нанотрубок и т.д. Например, микротрубки или нанотрубки могут быть добавлены к буровому раствору создания напряжения как отдельные частицы или могут быть сгруппированы вместе, либо перед добавлением или уже в буровом растворе создания напряжения, для образования композиции микротрубок или нанотрубок. Аналогично, композиции волокнистых мембран могут быть добавлены к буровому раствору создания напряжения вместо диатомовой земли или другой проницаемой среде или в дополнение к ним. В одном варианте реализации, являющемся примером, можно использовать материалы отходов от других процессов, требующих большей точности в нанотрубках или волокнистых мембранах. При включении в состав бурового раствора создания напряжения проницаемая среда не требует соответствия строгим требованиям по размеру или проектным требованиям, которые могут иметь место в вариантах более обычного применения данной технологии. Соответственно, лом, отходы, или выбракованные материалы процесса изготовления микротрубок можно добавлять к буровому раствору создания напряжения. Аналогично, часто изготавливают волокнистые мембраны, имеющие одну геометрию, и их обрезают для соответствия конкретному варианту применения. Обрезки можно аналогично использовать в буровых растворах создания напряжения. Например, материал мембраны может быть размочаленным, размельченным или иначе переработанным для уменьшения мембраны до частиц подходящего размера. Как видно по примерам с диатомовой землей, подходящие по размеру частицы проницаемой среды могут быть меньше 30 мкм. Дополнительно или

альтернативно, проницаемая среда может быть выбрана сравнимой по размеру с материалом для ликвидации поглощения. Например, скорлупу ореха можно частично или полностью заменить проницаемой средой, имеющей частицы размером около 400 мкм, или другого подходящего размера, определенного соответствующим гидроразрыву. Хотя отходы можно использовать в буровом растворе создания напряжения, специально разработанные частицы проницаемой среды можно также использовать в буровом растворе создания напряжения.

Хотя фиг. 9a и 9b дают представление о показателях работы бурового раствора создания напряжения, имеющего концентрации диатомовой земли в два процента по объему и пять процентов по объему, указанное является просто примерами буровых растворов создания напряжения, которые можно приготавливать. В зависимости от мгновенной водоотдачи, необходимой для конкретного бурового раствора, другие проектные параметры для буровых растворов создания напряжения, материалов для ликвидации поглощения, и проницаемости пласта, и т.д., более или менее проницаемой среды могут быть добавлены к буровому раствору создания напряжения. Когда в состав включают проницаемую среду, примеры композиций могут включать в себя между около одного процента по объему и около тридцати процентов по объему или больше (в случае, когда проницаемая среда также создает материалы для ликвидации поглощения).

В дополнение к явным преимуществам, создаваемым проницаемой средой, увеличивающей мгновенную водоотдачу, включение в состав проницаемой среды уменьшает необходимость использования материала для ликвидации поглощения, имеющего узкое распределение размера частиц. Более того, возможность использования частиц диверсифицированных размеров может обеспечивать оператору обработку более широкого диапазона гидроразрывов одним буровым раствором создания напряжения (DSF). Включение проницаемой среды в состав бурового раствора создания напряжения может создавать буровой раствор с необходимой мгновенной водоотдачей по меньшей мере 10 мл, когда другие частицы в буровом растворе могут производить высокую эффективность набивки. Даже при эффективной набивке в гидроразрыве проницаемая среда поддерживает высокую мгновенную водоотдачу, обеспечивая быстрое образование подвижной массы, как описано выше.

Возвращаясь к общему представлению о способе 110 с использованием бурового раствора создания напряжения, показанном на фиг. 2a, после приготовления бурового раствора создания напряжения, осуществляется циркуляция бурового раствора в стволе скважины во время бурения пласта. Хотя буровой раствор создания напряжения находится в стволе скважины во время бурения, любые образующиеся гидроразрывы эффективно регулируются неподвижной массой, образующейся в гидроразрыве, как описано выше.

Варианты пробной реализации настоящих способов с использованием бурового раствора создания напряжения показывают, что фильтрационная корка, образованная во время бурения с буровыми растворами создания напряжения (DSF), демонстрирует низкую прочность на срез, что минимизирует риск прихвата трубного инструмента и других, связанных с ней вопросов. Тем не менее, в некоторых вариантах реализации настоящих способов проницаемость пласта и/или специфика бурового раствора создания напряжения может вызывать озабоченность оператора вопросом толщины и/или прочностью на срез растущей фильтрационной корки. В таких вариантах реализации, вышеупомянутый способ 150 бурения и обработки создания напряжения может сопровождать способы, использующие буровой раствор создания напряжения, описанные в данном документе. Способ 150 бурения и обработки создания напряжения включает в себя мониторинг крутящего момента на бурильной колонне и применение процесса восстановительной обработки, когда крутящий момент приближается к некоторому порогу. Дополнительные принципы способа 150 бурения и обработки создания напряжения показаны на фиг. 2b и/или описаны ниже.

В бурении и обработке создания напряжения в объеме настоящего описания используют компоновку низа бурильной колонны (КНБК) по меньшей мере с одним центратором над долотом для расхаживания ствола скважины. Предпочтительно в бурении и обработке создания напряжения используют два или три центратора, или достаточное число центраторов для предотвращения контакта утяжеленных бурильных труб со стенкой ствола скважины. Центраторы прорабатывают фильтрационную корку во время бурения и обработки создания напряжения. Когда центраторы вращаются, фильтрационная корка и большая часть исходной, содержащей большое количество твердых частиц основной корки, сдвигается. На фиг. 10a показана толстая фильтрационная корка, образованная буровым шламом 92, баритом 94 и материалом регулирования фильтрации (мелкие частицы) 96. Каждый раз, когда корка основания повторно обнажается вращающейся лопастью, существует возможность захвата частицы из бурового глинистого раствора, которая более плотно входит в отверстие в корке. Частицы, которые плотно входят, более прочно удерживаются перепадом давления в корке, хотя более крупные частицы с большей вероятностью срезаются центратором или проходящим потоком текучей среды. Каждый поворот лопасти центратора обеспечивает повторение данного процесса "выбора мелких частиц". Последовательно внешняя поверхность корки захватывается к диапазону 1-5 мкм, в котором материал регулирования фильтрации может эффективно захватываться, как показано на фиг. 10b. В этой точке корка должна быть тонкой, поскольку она выскоблена до диаметра центратора, и она остается относительно тонкой, поскольку эф-

фективно уплотнена материалом 96 регулирования фильтрации.

В способах бурения и обработки создания напряжения (DST) используют тампонажную пачку бурения и обработки создания напряжения, которую закачивают в ствол скважины во время обработки создания напряжения. Подходящая тампонажная пачка бурения и обработки создания напряжения (DST) может иметь поглощение текучей среды менее 6 мл/30 мин по стандарту Американского нефтяного института НТНР (измеренное по упомянутой выше методике испытаний Американского нефтяного института) при оценочной температуре на забое скважины. Тампонажная пачка предпочтительно содержит минимум 10 фунтов/баррель ( $28,6 \text{ кг/м}^3$ ) "закупоривающих твердых частиц", предпочтительно выбранных со средним диаметром частиц (D50), оцениваемым, как равный оценочному размеру поровых каналов, деленному на 2,5. Данная концентрация закупоривающих твердых частиц должна использоваться вне зависимости от того, требуется ли достижение порога 6 мл/30 мин по стандарту Американского нефтяного института НТНР для обеспечения эффективности тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения (DST) при данной проницаемости. Тампонажная пачка обычно имеет объем 30-50 баррелей ( $4,8\text{-}8,0 \text{ м}^3$ ). Когда бурение и обработку создания напряжения применяют при чрезмерной толщине фильтрационной корки в стволе скважины, или имеющей низкое качество в другом аспекте, тампонажную пачку бурения и обработки создания напряжения проектируют для очень эффективной замены корки низкого качества, когда корку сдирают для образования очень высококачественной фильтрационной корки, как показано на фиг. 10b. Способ направлен на замену данной низкокачественной (толстой и/или протекающей) корки тонкой коркой низкой проницаемости, толщина которой повторно не растет. Морфология заменяющей корки является аналогичной корке, возникающей с любой фильтрационной коркой, но признаки, регулирующие поглощение текучей среды, являются улучшенными.

Рекомендация по установлению специфического порога фильтрации и закупоривающих твердых частиц в разработке тампонажной пачки основана на морфологии эффективных корок. Фильтрационные корки содержат две главных характеристики (регулирование закупоривания и регулирование фильтрации) и каждая должна быть действующей в эффективной текучей среде. Регулирование закупоривания создает слой закупоривающих твердых частиц, расположенный в поровых каналах, открытых воздействию на поверхности ствола скважины. Посредством закупоривания отверстий поровых каналов данные твердые частицы предотвращают вход других твердых частиц. В проектировании обработки наиболее вероятный размер поровых каналов в горной породе зоны можно оценивать из корреляции между проницаемостью, пористостью и размером поровых каналов, такой, как корреляция в материале Pittman (E. D. Pittman, "Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone," Взаимосвязь пористости и проницаемости с различными параметрами, выведенными по кривым давления для закачки ртути в капилляры песчаника AAPG Bull. 76 No 2, p. 191, 1992). Пример корреляции Pittman для песчаника показан на фиг. 11. Хотя более мелкие частицы могут впоследствии быть эффективными, идеальные закупоривающие частицы можно тогда брать по диаметру порового канала, деленного на 2,5, или средний проектный диаметр частиц = диаметру порового канала/2,5. В показанном примере для песчаника с проницаемостью 1 Д номинальный размер порового канала рассчитан составляющим 45 мкм. Правило деления на 2,5 предполагает, что размер идеальной закупоривающей частицы должен быть  $45/2,5 = 18 \text{ мкм}$ .

Все продукты для закупоривающих частиц, имеющиеся в продаже, изготавливают с фракционным составом частиц. Следовательно, пользователь должен определить диапазон размеров продукта, перекрывающий необходимые значения. На фиг. 12 показаны кривые фракционного состава частиц для четырех продуктов. В примере применения, требующего материала в 18 мкм, используемым продуктом является Wagscarb 25, имеющий размер D50 около 25 мкм и 60% его частиц превышают требуемые 18 мкм. Пачку на водной основе можно сконструировать с 20-30 фунтов/баррель ( $57,2\text{-}85,8 \text{ кг/м}^3$ ) данного продукта, плюс с достаточным количеством барита для достижения необходимой плотности текучей среды.

Проектирование закупоривания твердыми частицами является одинаковым для текучих сред на водной основе и на безводной основе. Вместе с тем проектирование фильтрационного материала может отличаться. В текучих средах на безводной основе внутренняя водяная фаза может выполнять функцию регулирования фильтрации. Малоразмерные капли воды образуются поверхностно-активным веществом, создающим высокое поверхностное натяжение, и вся капля является сопротивляющейся продавливанию через малоразмерные промежутки, такие как пустотные промежутки в фильтрационной корке или поровые каналы. В системах на водной основе имеются различные продукты, как ионные, так и неионные, которые можно использовать для уменьшения прохода потока фильтрата через закупоривающие твердые частицы, и выбор должен зависеть от специфики ситуации. Типы продуктов регулирования закупоривания и фильтрации не конкретизируются в процессе бурения и обработки создания напряжения и могут изменяться в зависимости от типа бурового раствора и его доступности. Задается цель проектирования тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения, в которой подлежит использованию комбинация продуктов для достижения поглощения текучей среды менее 6 мл/30 мин по стандарту Американского нефтяного института.

Вообще тампонажные пачки, используемые в способах бурения и обработки создания напряжения,

проектируют для решения вопросов регулирования как закупоривания, так и фильтрации, требуемых для достижения отложения высококачественной фильтрационной корки с низким поглощением бурового раствора. Пачки тампонажной смеси имеют следующие характеристики:

1) Закупоривающие твердые частицы, выбранные на основании оценки максимального размера поровых каналов, и использующиеся с концентрацией более 20 фунтов/баррель (57,2 кг/м<sup>3</sup>).

2) Твердые частицы барита, требуемые для достижения необходимой заданной плотности.

3) Материал регулирования фильтрации, выбранный для достижения поглощения текучей среды < 6 мл/30 мин по стандарту Американского нефтяного института. Тип закупоривающих твердых частиц и тип материала регулирования фильтрации, подходящего для конкретного применения, соответствующий описанным выше характеристикам, могут выбирать специалисты в данной области техники, используя идеи данного описания.

Когда тампонажная пачка бурения и обработки создания напряжения приготовлена и осуществляется мониторинг крутящего момента на бурильной колонне во время бурения, бурение и обработка создания напряжения дополнительно включает в себя остановку операций бурения при достижении крутящим моментом выбранного значения, определенного указывающим на необходимость выполнения обработки создания напряжения. На этом этапе бурение можно остановить и осуществить циркуляцию тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения на новом вскрытом пласте с небольшим расходом с расхаживанием и проработкой интервала центраторами. Интервал, проработанный центраторами, должен быть равен расстоянию от долота до верхнего центратора, плюс вертикальный ход при расхаживании. В некоторых вариантах реализации может быть необходимо прорабатывать все проницаемые интервалы согласно способам бурения и обработки создания напряжения. Альтернативно, обрабатываются только выбранные интервалы, демонстрирующие нежелательно высокий крутящий момент. Способы бурения и обработки создания напряжения могут предпочтительно использовать комбинацию объема тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения и низкую скорость закачки для получения более чем 10 мин воздействия тампонажной пачки при проработке. После применения тампонажной пачки бурения и обработки создания напряжения и вращения и возвратно-поступательного перемещения центраторов в течение необходимого времени, такого как 10 мин, обработка создания напряжения продолжается с подъемом над проработанным интервалом и медленным вращением в течение заданного времени, такого как около 5 мин. Вращение может быть остановлено и долото спущено назад на забой скважины. Если сила трения колонны при спуске долота на забой превышает нормальную, процесс обработки создания напряжения можно повторить. Если нет, бурение можно продолжить с буровым раствором создания напряжения, как описано выше.

В отличие от способов каротажа с картографированием свойств горных пород и клетки напряжения, рассмотренных выше, способ с использованием бурового раствора создания напряжения, описанный в данном документе, разработан для чрезвычайно высокого поглощения текучей среды, и, конкретно, высокой мгновенной водоотдачи. Буровой раствор создания напряжения разработан с частицами, образующими неподвижную массу в гидроразрыве. В некоторых вариантах реализации частицы сопротивляются перемещению вглубь гидроразрыва, например, взаимодействуя с гранями гидроразрыва, так что жидкость-носитель опережает твердые частицы, которые захватываются на устье и вдоль длины гидроразрыва. В таких вариантах реализации фракционный состав твердых частиц основан на оценке или расчете ширины гидроразрыва, чтобы создавать захват частиц и сопротивление смещению вглубь гидроразрыва (или через гидроразрыв). В других вариантах реализации, как рассмотрено выше, определение ширины гидроразрыва является менее важным, пока мгновенная водоотдача остается высокой. Когда текучая среда основы просачивается через твердые частицы до конца или через открытую воздействию поверхность гидроразрыва, твердые частицы становятся неподвижными вследствие поглощения жидкости-носителя и образуют мост, такой, что твердые частицы не могут продолжать распространяться до конца, даже когда чистая текучая среда может продолжать фильтроваться через неподвижную массу в течение некоторого периода времени после образования неподвижной массы. Для большей эффективности неподвижная масса растет на несколько дюймов в стволе скважины. Помимо массы нарастает давление в конце гидроразрыва вследствие продолжающегося поглощения фильтрата, и конец раскрывается и углубляется, когда давление достигает напряжения в горной породе, которое удерживает конец закрытым. Вместе с тем, когда гидроразрыв продолжается, он остается чрезвычайно узким вперед от конца неподвижной массы. Гидроразрыв имеет две отдельные геометрии, как показано на фиг. 4b. Первые несколько дюймов расклинены твердыми частицами, а остальная часть является очень узкой. Именно геометрия короткого расклиненного отрезка длины во многом определяет увеличение напряжения в стволе скважины, а не отрезок длины оставшейся части гидроразрыва, по существу, не имеющий ширины. Это заключение взято из моделирования по методу конечных элементов для напряжения вокруг различной геометрии гидроразрыва. Данные с места работ, включенные ниже в описание, показывают, что буровой раствор создания напряжения работал в горной породе с проницаемостью менее 0,1 миллидарси. Давление фильтрата, очевидно, достигает конца и углубляет его, и при этом процесс работает.

Данные с места работ показывают, что как системы с высоким, так и с низким поглощением текучей среды могут быть эффективными. В обычных системах с низким поглощением текучей среды на-

пряжение нарастает с образованием моста из частиц специфических размеров, что создает напряжение, когда они расширяют гидроразрыв. Вместе с тем, если мост является неэффективным и подвижным, утяжеленная твердыми частицами текучая среда производит давление на конец гидроразрыва, результатом чего является уменьшение ширины гидроразрыва и пластового напряжения на стволе скважины. В способе с использованием бурового раствора создания напряжения с высоким поглощением успех меньше зависит от детального знания ширины гидроразрыва и размера частиц. В способе с использованием бурового раствора создания напряжения перемещение твердых частиц останавливается посредством поглощения жидкости-носителя, в результате чего твердые частицы становятся неподвижными. Обеспечивается свободное возникновение данного поглощения в проницаемые зоны (в основном в пласт через поверхности гидроразрыва), и, если пласт имеет низкую проницаемость, способ с использованием бурового раствора создания напряжения остается все равно выгодным, если поглощение происходит посредством углубления конца гидроразрыва чистой текучей средой. Для способа с использованием бурового раствора создания напряжения прогнозируют повышенную универсальность и меньшую потребность в специфической информации для достижения предпочтительных результатов.

Как предложено выше в рассмотрении, настоящие текучие среды, системы и способы можно использовать для контроля и/или ограничения потери циркуляции в различных условиях на месте работ, в том числе во время операций бурения через пласт, имеющий меняющиеся свойства. Конкретнее, буровые растворы в объеме настоящего описания могут быть выполнены для создания необходимой мгновенной водоотдачи и поглощения жидкости-носителя для создания неподвижной массы, и когда пласт является высокопроницаемым или менее проницаемым. Как предложено выше в различных частях описания, неподвижная масса должна образовывать гидроразрыв вследствие взаимодействия частиц с поверхностью гидроразрыва и друг с другом, когда жидкость-носитель поглощается в пласт, либо через поверхность гидроразрыва или через неподвижную массу к концу гидроразрыва. В некоторых вариантах реализации два данных режима поглощения текучей среды-носителя можно именовать отфильтровыванием в пласт с поверхности гидроразрыва и отфильтровыванием в пласт с конца гидроразрыва, соответственно. В некоторых вариантах реализации, знание или оценка связанных режимов поглощения текучей среды может помочь в разработке бурового раствора. Например, если известно или прогнозируют, что поверхности гидроразрыва пласта должны быть очень проницаемыми, оптимизация фракционного состава частиц для повышения отфильтровывания в пласт через неподвижную массу к концу может не являться необходимой. В качестве одного вводного примера, разработка и выбор частиц, используемых для приготовления буровых растворов может быть дорогим, или иначе усложнять подготовку и/или выбор надлежащего бурового раствора. В случае, когда отфильтровывание в пласт на поверхности гидроразрыва является основным режимом поглощения текучей среды-носителя (соответствующего обезвоживания и обездвиживания частиц), выбор частиц для повышения поглощения текучей среды к концу через неподвижную массу может являться не существенным. Или иначе, буровые растворы более широкого диапазона могут являться подходящими для создания неподвижной массы настоящего описания.

Некоторые варианты реализации настоящего описания могут включать в себя разработку бурового раствора для ограничения потери циркуляции при гидроразрыве, такой, которая может происходить во время операций бурения. Более конкретно, созданы способы разработки буровых растворов, подходящих для использования в способах, описанных в данном документе. В некоторых вариантах реализации, способы разработки подходящих буровых растворов могут включать в себя этапы моделирования, использующие модели и данные, специфичные для конкретной скважины, конкретного пласта, конкретного месторождения и т.д. В других вариантах реализации способы разработки буровых растворов могут быть представлены просто справочными таблицами, графиками или корреляциями, разработанными в предшествующем итеративном моделировании для представления ряда вероятных сценариев. Более того, в некоторых вариантах реализации способы разработки подходящего бурового раствора могут включать в себя моделирование или иное прогнозирование перепада давления и/или притока текучей среды в гидроразрыв на основе различных факторов. В других вариантах реализации способы разработки бурового раствора могут включать в себя определение проектной эффективности набивки частиц и твердых частиц для использования в буровом растворе.

Частицы материала для ликвидации поглощения и другие твердые частицы настоящих буровых растворов создания напряжения (DSF) могут взаимодействовать с пластом и друг с другом различными способами. Более того, поведение частиц может зависеть от многих факторов, только некоторые из которых может регулировать оператор. Например, проницаемость пласта, в котором бурят ствол скважины, должна воздействовать на способность образования неподвижной массы бурового раствора создания напряжения. В случае, если проницаемость пласта изменяется по длине ствола скважины или по длине гидроразрыва, или в случае, когда природная проницаемость пласта меняется операцией бурения, проницаемость пласта можно именовать эффективной проницаемостью пласта на поверхности гидроразрыва. Аналогично, режим гидроразрыва пласта, такой как первоначальная ширина гидроразрыва и/или извилистость гидроразрыва может воздействовать на способность твердых частиц группироваться, накапливаться или иначе замедляться для инициирования образования неподвижной массы. Дополнительно или альтернативно, свойства самого ствола скважины, такие как давление в стволе скважины и глубина гид-

поразрыва, могут иметь динамическое воздействие на способность твердых частиц к образованию неподвижной массы.

Поведение частицы материала для ликвидации поглощения и других твердых частиц в буровом растворе, и, при этом, их способность к образованию неподвижной массы, описанные выше, могут также зависеть от свойств, связанных с жидкостью-носителем. Например, вязкость жидкости-носителя может воздействовать на способность фильтрации жидкости-носителя через образующуюся неподвижную массу без приложения чрезмерных усилий к самим частицам. Дополнительно к этому, способность бурового раствора играть роль бурового раствора создания напряжения, как описано выше, может также частично зависеть от свойств, связанных с частицами материала для ликвидации поглощения и другими твердыми частицами. Например, диаметр или эффективный диаметр (когда частицы не сферические) может воздействовать на способность частицы захватываться поверхностью гидроразрыва, как описано выше. Дополнительно или альтернативно, фракционный состав частиц может воздействовать на способность протекания или фильтрации текучей среды-носителя через образующуюся неподвижную массу. В некоторых вариантах реализации, фракционный состав частиц может воздействовать на эффективность набивки твердых частиц в гидроразрыв. В других вариантах реализации при неправильном фракционном составе частиц могут отсутствовать подходящие твердые частицы для инициирования образования неподвижной массы. Дополнительно или альтернативно, фракционный состав частиц и/или эффективные диаметры частиц могут воздействовать на взаимодействие между твердыми частицами другими путями, например изменением фрикционного взаимодействия между твердыми частицами.

Вследствие многочисленности, сложности и взаимосвязи факторов, которые могут воздействовать на показатели работы настоящих буровых растворов создания напряжения, данные взаимодействия и взаимосвязи трудно правильно формализовать посредством правил, установленных практикой, или метода проб и ошибок, особенно в связи с затратами, связанными с бурением скважины и необходимостью избегать проверки на практике потери циркуляции в настоящих текучих средах и способах. Вместе с тем, данные взаимосвязи и взаимодействия можно моделировать для помощи в принятии проектных решений для буровых растворов создания напряжения (DSF) согласно настоящему описанию.

В некоторых вариантах реализации модели можно выполнять для прогнозирования перепада давления в гидроразрыве (например, на неподвижной массе) на основе одного или нескольких факторов, описанных выше. Например, для заданного времени, заданного диаметра частиц, эффективности набивки, давления в стволе скважины, вязкости жидкости-носителя и проницаемости пласта модель может быть выполнена для прогнозирования давления в гидроразрыве в различных положениях вдоль длины гидроразрыва. На фиг. 13 показан один график 160, являющийся примером для бурового раствора, приготовленного с низкой эффективностью набивки в заданное время после образования гидроразрыва. На фиг. 14 показан другой график 165, являющийся примером давления в гидроразрыве вдоль его длины для бурового раствора более высокой эффективности набивки со всеми другими элементами, установленными постоянными. На обеих фиг. 13 и 14 кривые 162 представляют давление в гидроразрыве в заданное время, а кривые 164 представляют объемную долю текучей среды в гидроразрыве в заданное время. Сравнивая фиг. 13 и 14, можно увидеть, что нижний предел набивки фиг. 13 создает больший градиент давления на неподвижной массе и обеспечивает больший расход текучей среды через неподвижную массу. Большой расход текучей среды через неподвижную массу обеспечивает более высокую скорость осаждения твердых частиц в массе. В отличие от этого модель показывает, что результатом для бурового раствора создания напряжения с высокой эффективностью набивки является высокое фрикционное сопротивление проходу потока текучей среды через неподвижную массу, медленное нарастание частиц для образования неподвижной массы, и, соответственно, высокое дифференциальное напряжение на неподвижной массе.

Использование таких моделей для определения или прогнозирования рисунков перепада давления в гидроразрыве во время операции бурения может обеспечивать проектировщику моделирование использования различных твердых частиц, текучих сред и комбинаций твердая частица/текучая среда для определения проектного состава бурового раствора. Разработанный состав бурового раствора может быть детальным с обеспечением точного размера, формы, фракционного состава твердых частиц. Дополнительно или альтернативно, разработанный буровой раствор может включать в себя индикаторы, указывающие, следует ли использовать проницаемые частицы материала для ликвидации поглощения и/или соотношение частиц материала для ликвидации поглощения и утяжелителей, которые можно использовать.

Хотя буровые растворы, создающие высокую эффективность набивки и буровые растворы, создающие более низкую эффективность набивки, дают результат в профилях перепада давления в гидроразрыве, каждый из них может иметь подходящее практическое применение. Например, текучие среды, дающие в результате низкую эффективность набивки, могут являться предпочтительными в пластах, имеющих низкую проницаемость, где отфильтровывание в пласт жидкости-носителя является ограниченным и большая часть требуемого отфильтровывания в пласт должна идти через неподвижную массу в конец. Такие низкие эффективности набивки могут также быть предпочтительными в ситуациях, в которых необходима высокая скорость прохода текучей среды через неподвижную массу, таких, когда необходи-

мо накопление большего объема твердых частиц, Дополнительно или альтернативно, может являться необходимой разработка высокой эффективности набивки в ситуациях, где является сложным отфильтровывание в пласт жидкости-носителя. Например, буровые растворы на безводной основе имеют тенденцию к природно низкому поглощению текучей среды. Следовательно, в безводной текучей среде необходимо, чтобы очень малое отфильтровывание в пласт требовалось для достижения неподвижности. Когда эффективность набивки увеличена, требуется меньше отфильтровывания в пласт и неподвижная масса вырабатывается быстрее и ближе к стволу скважины. Это перемещает напряжение к концу гидроразрыва на стволе скважины и обуславливает поддержание напряжения более коротким мостом из материала вблизи проходного отверстия. Хотя это может быть необходимо безводной текучей среде, вследствие ее характеристик низкого поглощения, короткие мосты могут быть более сложными для образования и/или поддержания неподвижной массы в гидроразрыве. Прочность неподвижной массы, простота ее образования и ее способность поддерживать прочность и структуру при различных операциях в стволе скважины должна зависеть от таких факторов, как проницаемость пласта, размер частиц, эффективность набивки твердых частиц и других факторов, рассмотренных в данном документе. Соответственно, разработка текучей среды может основываться на определении наиболее эффективного процесса для данного набора условий, включающих в себя первоочередную цель контроля потери циркуляции и другие цели, обычные для проектирования скважин, связанных с добычей углеводородов.

Как описано выше, некоторые из частиц материала для ликвидации поглощения или другие твердые частицы в буровых растворах в объеме настоящего изобретения могут являться проницаемыми, такими, как включающие в себя диатомовую землю или другие материалы, природные или искусственные, являющиеся проницаемыми. Модели, представленные на фиг. 13 и 14 могут быть выполнены для рассмотрения проницаемости некоторых или всех твердых частиц в буровых растворах любым подходящим способом. Например, коэффициент проницаемости твердых частиц можно включить в состав модели. Дополнительно или альтернативно, проницаемость твердых частиц можно учитывать в расчете или моделировании эффективности набивки твердых частиц. В некоторых вариантах реализации результатом использования проницаемых твердых частиц в буровом растворе создания напряжения может являться текучая среда, имеющая некоторые преимущества текучей среды высокой эффективности набивки и некоторые преимущества текучей среды низкой эффективности уплотнения.

Некоторые способы разработки буровых растворов для использования в системах и способах настоящего описания могут включать в себя выбор бурового раствора и моделирование объединенного потока текучей среды и твердых частиц во время планируемых операций бурения, в которых гидроразрыв образуется (или моделируется для образования). Буровой раствор, как рассмотрено в данном документе, включает в себя жидкость-носитель и твердые частицы, при этом твердые частицы, имеющие эффективный диаметр. В некоторых вариантах реализации моделирование может быть приспособлено для прогнозирования перепада давления в гидроразрыве. В моделях могут рассматривать такие факторы, как эффективность набивки твердых частиц, эффективный диаметр твердых частиц, проницаемость твердых частиц, эффективная проницаемость матрицы пласта, в котором подлежит бурению ствол скважины, одно или несколько свойств жидкости-носителя, прогнозируемое давление в стволе скважины во время операций бурения и свойства взаимодействия твердых частиц. Другие факторы можно также рассматривать в модели, вплоть до включающих в себя полную физическую картину соединений взаимодействий между различными жидкостями и твердыми частицами в гидроразрыве.

Моделирование может прогнозировать перепад давления в гидроразрыве как функцию времени, следующего за образованием гидроразрыва и/или как функцию расстояния от конца гидроразрыва. Модели могут быть дополнительно выполнены для прогнозирования или определения объемной доли текучих сред в гидроразрыве, как функции времени, и/или расстояния от конца. В некоторых вариантах реализации моделирование может быть дополнительно выполнено для характеризования поглощения текучей среды, результатом которого является перепад давления, как пропорцию поглощения текучей среды отфильтровывающейся через поверхность гидроразрыва в пласт, или отфильтровывающейся в пласт через конец гидроразрыва.

Этапы выбора состава бурового раствора и моделирования потока бурового раствора повторяют с изменением одного или нескольких аспектов бурового раствора в каждом повторе. Состав бурового раствора итеративно моделируют до прогнозирования проектного перепада давления гидроразрыва моделированием, на этом этапе определяется проектный состав бурового раствора. В некоторых вариантах реализации, повторяя выбор состава буровых растворов, можно использовать информацию предыдущих этапов моделирования. Например, предыдущее моделирование может предполагать, что более высокая или более низкая эффективность набивки с большей вероятностью является результатом проектного перепада давления. Дополнительно или альтернативно, предшествующее моделирование может предполагать, что различный фракционный состав частиц и/или различная проницаемость твердых частиц должна быть предпочтительной. Другие аспекты состава бурового раствора могут изменяться с каждой итерацией. Также дополнительно или альтернативно, состав бурового раствора может быть выбран для каждого дополнительного повтора с обращением к предшествующим прогнозам перепада давления и с обращением к определению параметров режимов поглощения текучей среды.

В некоторых вариантах реализации настоящих способов буровые растворы можно разрабатывать, по меньшей мере, частично, на основе проектной эффективности набивки. Проектную эффективность набивки можно определять, по меньшей мере, частично, на основе одного или нескольких факторов, выбранных из следующего: 1) эффективной проницаемости пласта, в которой проводят операции бурения, 2) эффективного диаметра твердых частиц, 3) проектной ширины гидроразрыва, 4) проницаемости твердых частиц, 5) одного или нескольких свойств текучей среды-носителя, 6) прогнозируемого давления в стволе скважины во время операций бурения и 7) свойств взаимодействия твердых частиц. Проектную эффективность набивки можно определять моделированием для конкретной буровой площадки или на конкретном пласте. Дополнительно или альтернативно, проектную эффективность набивки можно определять по таблицам, диаграммам, графикам, корреляциям, характеристическим поверхностям или другими имеющимися средствами обобщения, или по иному, получая данные, стандартно доступные только через моделирование. Например, набор кривых перепада давления можно приготовить, рассматривая различные возможные условия месторождения. Для разработки заданного бурового раствора для данной скважины, к набору можно обращаться для помощи в определении проектной эффективности набивки.

После определения проектной эффективности набивки разработку бурового раствора можно продолжать посредством идентификации одной или нескольких характеристик твердых частиц, подлежащих переносу жидкостью-носителем для создания проектной эффективности набивки. Например, идентифицированные характеристики могут включать в себя: 1) фракционный состав частиц, 2) эффективный диаметр частиц, 3) объемную долю твердых частиц в жидкости-носителе, 4) проницаемость твердых частиц и 5) поверхностные свойства твердых частиц. В некоторых вариантах реализации текучую среду-носитель можно также рассматривать совместно с твердыми частицами для разработки бурового раствора, имеющего проектную эффективность набивки.

Способы разработки бурового раствора можно использовать в увязке со способами бурения ствола скважины. Как предложено в данном описании, буровые растворы настоящего описания подлежат использованию в бурении стволов скважин в подземных пластах, конкретно, в условиях, где прогнозируют образование гидроразрыва во время операций бурения. В некоторых вариантах реализации настоящих способов разработки буровых растворов пласт, в который должны бурить ствол скважины, можно идентифицировать по соответствующим свойствам пласта. Один или несколько аспектов свойств пласта можно рассматривать в настоящих способах разработки для определения проектной эффективности набивки.

Кроме того, настоящие способы разработки можно продолжить включением в состав этапа создания бурового раствора, содержащего жидкость-носитель и частицы, при этом, буровой раствор имеет одну или несколько характеристик, идентифицируемых на этапах разработки. Соответственно, ствол скважин можно бурить в пласт с использованием разработанного и созданного бурового раствора. В некоторых вариантах реализации настоящие способы могут дополнительно включать в себя добычу углеводородов из ствола скважины.

Как предложено в приведенном выше рассмотрении, некоторые варианты реализации способов и систем, раскрытые в данном документе, могут включать в себя разработку бурового раствора, по меньшей мере, частично основанную на режиме поглощения текучей среды, прогнозируемого при образовании неподвижной массы. Например, разработка текучей среды может изменяться в зависимости от того, является ли доминирующим режим поглощения текучей среды с отфильтровыванием в пласт через поверхность гидроразрыва или с отфильтровыванием в пласт через конец гидроразрыва. Модели, описанные выше, основанные на взаимодействии между твердыми частицами, жидкостью-носителем, и пластом, можно использовать для изучения поглощения текучей среды для выбранного предложенного бурового раствора. Модели могут рассматривать любой из различных факторов, которые могут влиять на взаимодействия в гидроразрыве, такие как описанные выше. Такое моделирование можно использовать для подготовки данных, касающихся взаимосвязи между режимами поглощения текучей среды, такими как с отфильтровыванием в пласт на поверхности гидроразрыва с общим поглощением текучей среды, и конкретной проницаемости пласта для заданного предложенного бурового раствора. Способ можно повторять с использованием аналогичного предложенного бурового раствора и изменением проницаемости пласта для генерирования кривых, показывающих режимы поглощения текучей среды для заданного бурового раствора при различной проницаемости пластов, как показано любой из кривых 175 на фиг. 15. График 170 на фиг. 15 показывает долю жидкости-носителя с отфильтровыванием в пласт при поглощении через поверхность гидроразрыва, как процент общего поглощения текучей среды, нанесенный на график вдоль вертикальной оси, относительно проницаемости пласта, нанесенной на график вдоль горизонтальной оси с увеличением вправо. В некоторых вариантах реализации способ можно повторять, по меньшей мере, дважды для создания сравнения показателей работы в различных пластовых условиях.

Этапы выбора предлагаемых буровых растворов, моделирования объединенного потока текучей среды и твердых частиц и изменения эффективной проницаемости матрицы можно повторять, рассматривая по меньшей мере два предлагаемых буровых раствора. Как показано на фиг. 15, график 170 с кривыми 175 нескольких буровых растворов обеспечивает пользователю быстрое определение режима поглощения текучей среды для нескольких предлагаемых буровых растворов для некоторого диапазона проницаемости. Более того, на практике, даже большее число буровых растворов можно разработать, чем

смоделировано, посредством интерполяции между кривыми, подготовленными на данных этапах, и по ним. Буровой раствор для конкретного применения можно затем разрабатывать посредством идентификации пласта, в который должны бурить ствол скважины. После идентификации пласта и определения проницаемости пласта данные, характеризующие поглощение текучей среды, можно изучить для определения свойств бурового раствора, лучше всего подходящего для конкретной операции бурения. Соответственно, можно выбрать жидкости-носители и твердые частицы буровых растворов для использования в операциях бурения.

В некоторых вариантах реализации данные режима поглощения текучей среды можно представить графически, как показано на фиг. 15. Вместе с тем, следует понимать, что данные можно представлять любым подходящим способом для сведения разработчика бурового раствора.

Хотя способы разработки бурового раствора можно исполнять для идентификации конкретной жидкости-носителя и свойств твердых частиц и комбинаций, подходящих для конкретной операции, другие варианты реализации можно выполнять для обеспечения процесса разработки текучей среды. Например, кривые фиг. 15 можно определять или прогнозировать на основе диаметра частиц, эффективности набушки, ширины гидроразрыва и проницаемости пласта, без рассмотрения проницаемости частиц, фрикционных взаимодействий, вязкости текучей среды-носителя и т.д. Хотя такое определение или характеристика может не полностью задавать буровой раствор, подлежащий использованию, это может способствовать характеристике режима поглощения текучей среды. Знание режима поглощения текучей среды, такого, как показанный на графике фиг. 15, может обеспечивать разработчику возможность определить степень необходимой разработки бурового раствора. Например, если характеристика определяет, что большая часть поглощения текучей среды происходит через поверхность гидроразрыва, тщательная разработка буровых твердых частиц для образования неподвижной массы не должна быть необходимой. Например, включение в состав проницаемых твердых частиц может не потребоваться. Вместе с тем, если изучение показывает, что главное поглощение текучей среды проходит через неподвижную массу к концу, разработчик будет знать, что жидкость-носитель и твердые частицы следует тщательно разрабатывать и выбирать для обеспечения достаточно высокой проницаемости через неподвижную массу. Например, разработчик может задавать некоторые уровни проницаемости твердых частиц и/или некоторый фракционный состав частиц. Как описано выше, увеличение проницаемости твердых частиц и/или сужение фракционного состава частиц должно улучшать проницаемость неподвижной массы.

Фиг. 15 включает в себя верхнюю затененную зону 172 и нижнюю затененную зону 174, схематично представляющие пороги разработки. Например, если кривая 175, характеризующая поглощение бурового раствора, проходит в верхнюю затененную зону 172 для выбранного бурового раствора и проницаемости пласта, разработчик может знать, что предлагаемый буровой раствор должен легко достигать образования неподвижной массы и поэтому не должен нуждаться в тщательном распределении размеров частиц и/или проницаемости твердых частиц. Аналогично, если выбранная комбинация проницаемости пласта и предлагаемый буровой раствор показывает, что кривая, характеризующая поглощение текучей среды, находится в нижней затененной зоне 174, разработчик может знать, что образование и/или поддержание неподвижной массы должно быть более трудным. График 170 является дающим наглядное представление, такое как затененными зонами, дополнительно помогающее разработчику. Другие формы представления характеристики поглощения текучей среды могут способствовать другим формам представления проектных порогов. Проектные пороги можно устанавливать посредством моделирования и уточнения с использованием опытных данных месторождения.

Хотя проектные пороги могут быть полезными в некоторых вариантах реализации настоящих способов разработки текучей среды, их можно не разрабатывать и/или учитывать в каждом варианте реализации. Например, как рассмотрено выше, разработка бурового раствора может рассматривать различные факторы в дополнение к относительной простоте образования неподвижной массы, описанной в данном документе. В некоторых вариантах реализации разработчик может предпочесть характеристику, обеспечивающую разработчику более качественную оценку и свободу действий в выборе жидкости-носителя и твердых частиц бурового раствора. Например, конкретная операция на месторождении может иметь ограниченный выбор жидкости-носителя и твердых частиц бурового раствора, из которых разработчик может выбирать для создания свойств, предложенных в результате снятия характеристик. Дополнительно или альтернативно, снятие характеристик и другое моделирование, описанные в данном документе могут быть основаны на далеко не на всех существенных факторах или параметрах по причинам, связанным с вычислением и/или моделированием.

#### Пример 1.

Способ, описанный в данном документе, испытан в восьми скважинах (четыре скважины с высокой и четыре скважины с низкой проницаемостью). На фиг. 16 показаны графики ключевых данных одной из скважин с высокой проницаемостью, которая представляет четыре из восьми испытанных скважин. Данные четыре скважины демонстрируют показатели работы для высокой проницаемости. (Аналогичные данные показаны на фиг. 1.) Три сильно истощенных коллектора были пройдены скважинами и обозначены Зоной А, Зоной В и Зоной С. Проницаемость находится в диапазоне 500-1000 мД и репрессия превышает 2000 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (140 кг/см<sup>2</sup>). Давление циркуляции сильно превышало оценоч-

ное давление гидроразрыва трех пластов (зон). По всем четырем скважинам наблюдалось одно незначительное событие поглощения, но скважина стояла заполненной буровым глинистым раствором с плотностью один фунт/галлон ( $120 \text{ кг/м}^3$ ) выше давления гидроразрыва и бурение продолжалось. Проект обсадной колонны для скважины (показан справа на фиг. 16 и обозначен позицией 121 "План процесса капремонта скважины с буровым раствором создания напряжения") предусматривал установку обсадной колонны прямо над и под каждой из данных зон. Вместе с тем, с использованием способов, описанных в данном документе, фактический план установки обсадной колонны (показан слева на фиг. 16 и обозначен позицией 120 "Фактический") исключил две обсадные колонны из общей конструкции крепления скважины. При испытаниях в наиболее тяжелых условиях способы, раскрытые в данном документе, дают непрерывный рост напряжения без существенного поглощения текучих сред с давлением циркуляции выше на 2,5 фунт/галлон ( $300 \text{ кг/м}^3$ ) первоначального давления гидроразрыва зоны бурения. Обработки бурения и изоляции были использованы, и высокий крутящий момент, сопротивление трения о стенки скважины и прихват не наблюдались.

Пример 2.

В интервал приблизительно в 700 футов (214 м) (истощенного песчаника низкой проницаемости с проницаемостью менее 0,1 миллидарси) были пробурены четыре скважины. Давление в стволе скважины превышало давление гидроразрыва пласта на 1-2 фунт/галлон ( $120\text{-}240 \text{ кг/м}^3$ ). Незначительное событие поглощения кратковременно произошло во время бурения каждой из первых двух скважин, но стволы скважин оставались заполненными и циркуляция мгновенно восстановилась. Были выполнены небольшие регулировки и в третьей и четвертой скважине поглощений не происходило. В каждом случае буровой раствор создания напряжения (DSF) поддерживал давление в стволе скважины, превышающим более чем на 1 фунт/галлон ( $120 \text{ кг/м}^3$ ) градиент давления гидроразрыва истощенного пласта. Более 95% истощенного интервала было пробурено без поглощения.

Данные четыре испытательных скважины были пробурены через пласт очень низкой проницаемости, где, как считалось, условия были наименее благоприятными для успеха способа с использованием бурового раствора создания напряжения (DSF), но поглощения были минимальными. Для показа того, что гидроразрыв был создан и поддерживался для увеличения напряжения в зонах низкой проницаемости, был проведен каротаж идентификации гидроразрыва в двух из пробуренных скважин. На фиг. 17 показана секция каротажной диаграммы одной из них. Гидроразрыв 180 проходит через пласт низкой проницаемости и показывает, что давление гидроразрыва пласта было превышено во время бурения. Из общих 700 футов (214 м) интервала, 350 футов (107 м) были обработаны гидроразрывом. Поскольку никакого существенного поглощения текучей среды на поверхности обнаружено не было, рост гидроразрыва был остановлен до того, как поглощение стало существенным.

Хотя настоящее описание является подробным, следует понимать, что различные изменения, замещения и замены в нем можно выполнять без отхода от объема и идей изобретения, заданных прилагаемой формулой изобретения.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ бурения ствола скважины в подземный пласт, содержащий следующие стадии:

(а) приготовление бурового раствора, имеющего мгновенную водоотдачу более 10 мл и содержащего по меньшей мере 10 об.% материала обработки из твердых частиц в жидкости-носителе, при этом материал обработки из твердых частиц концентрируется в ответ на высокое поглощение жидкости-носителя для образования неподвижной массы в гидроразрыве, образованном во время бурения ствола скважины; и

(б) осуществление циркуляции бурового раствора в стволе скважины во время бурения в пласте.

2. Способ по п.1, дополнительно содержащий добычу углеводородов из ствола скважины.

3. Способ по п.1, в котором пласт содержит по меньшей мере одну область, имеющую давление гидроразрыва пласта, и который дополнительно содержит приложение градиента давления в стволе скважины на гидроразрыве, по меньшей мере, с величиной первого градиента давления гидроразрыва, соответствующего давлению гидроразрыва пласта в области, примыкающей к разрыву, и приложение градиента давления, по меньшей мере, с величиной первого градиента давления гидроразрыва расширяет гидроразрыв, увеличивая напряжение смыкания гидроразрыва, вблизи гидроразрыва.

4. Способ по п.3, в котором градиент давления в стволе скважин увеличивается до градиента давления, по меньшей мере, с величиной второго градиента давления гидроразрыва, соответствующего определенному для давлению гидроразрыва пласта в области, расположенной на расстоянии от разрыва.

5. Способ по п.1, в котором материал обработки из твердых частиц выбирают с фракционным составом для максимизации мгновенной водоотдачи жидкости-носителя через неподвижную массу при ее образовании.

6. Способ по п.1, в котором материал обработки из твердых частиц выбирают по плотности для образования бурового раствора, имеющего максимизированное общее процентное содержание твердых частиц по объему для заданной необходимой его плотности.

7. Способ по п.1, в котором материал обработки из твердых частиц содержит частицы барита с размером более 30 мкм.

8. Способ по п.1, в котором материал обработки из твердых частиц содержит проницаемую среду.

9. Способ по п.8, в котором проницаемая среда содержит по меньшей мере одно из следующего: диатомовая земля, микротрубки, нанотрубки, композиции микротрубок, композиции нанотрубок и композиции волокнистых мембран.

10. Способ по п.1, дополнительно содержащий мониторинг крутящего момента во время бурения в пласте компоновкой низа бурильной колонны, имеющей по меньшей мере один центратор над буровым долотом, образование буровой и тампонажной пачки бурового раствора, имеющей поглощение текучей среды менее 6 мл/30 мин, и осуществление циркуляции тампонажной пачки в стволе скважины с вращением по меньшей мере одного центратора при обнаружении при мониторинге крутящего момента превышения крутящим моментом компоновки низа бурильной колонны заданного приемлемого крутящего момента.

11. Способ по п.10, в котором буровая и тампонажная пачка содержит закупоривающие твердые частицы, выбранные со средним размером частиц для закупоривания поровых каналов пласта.

12. Способ по п.10, в котором буровая и тампонажная пачка содержит закупоривающие твердые частицы, добавленные для создания концентрации более 20 фунтов на баррель.

13. Буровой раствор для использования в бурении стволов скважин в подземных пластах для добычи углеводородов, содержащий жидкость-носитель и твердые частицы, составляющие по меньшей мере 10 об.% в жидкости-носителе, при этом по меньшей мере около 50% твердых частиц имеет размер менее проектной ширины разрыва, создаваемого во время операций бурения, и твердые частицы имеют фракционный состав, выбранный, по меньшей мере частично, на основе проектной ширины разрыва, при этом твердые частицы содержат, по меньшей мере, по существу, непроницаемые частицы с размером менее 30 мкм или проницаемые частицы.

14. Буровой раствор по п.13, в котором жидкость-носитель и твердые частицы выбраны для создания бурового раствора, имеющего мгновенную водоотдачу более около 10 мл.

15. Буровой раствор по п.13, в котором твердые частицы выбраны с фракционным составом для максимизации мгновенной водоотдачи жидкости-носителя через неподвижную массу при ее образовании в разрыве.

16. Буровой раствор по п.13, в котором твердые частицы выбраны по плотности для образования бурового раствора, имеющего максимизированное общее процентное объемное содержание твердых частиц для заданной необходимой плотности бурового раствора.

17. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте с гидравлическим разрывом, содержащий следующие стадии:

(а) приготовление бурового раствора, имеющего мгновенную водоотдачу более около 10 мл и содержащего по меньшей мере 10 об.% материала обработки из твердых частиц по меньшей мере с 50% твердых частиц, имеющими размер менее проектной ширины разрыва;

(б) подготовка бурильной колонны, имеющей по меньшей мере один центратор и нижний конец;

(в) бурение ствола скважины бурильной колонной и осуществление циркуляции бурового раствора в стволе скважины во время бурения;

(г) мониторинг крутящего момента во время бурения бурильной колонной;

(д) при достижении выбранного крутящего момента осуществление циркуляции по пласту во время перемещения центратора в стволе скважины тампонажной пачки, имеющей поглощение текучей среды менее 6 мл/30 мин.

18. Способ по п.17, дополнительно содержащий следующие стадии:

(е) перемещение нижнего конца бурильной колонны в положение над пластом и осуществление циркуляции бурового раствора в течение выбранного времени;

(ж) перемещение нижнего конца бурильной колонны под пласт;

(з) мониторинг второго крутящего момента;

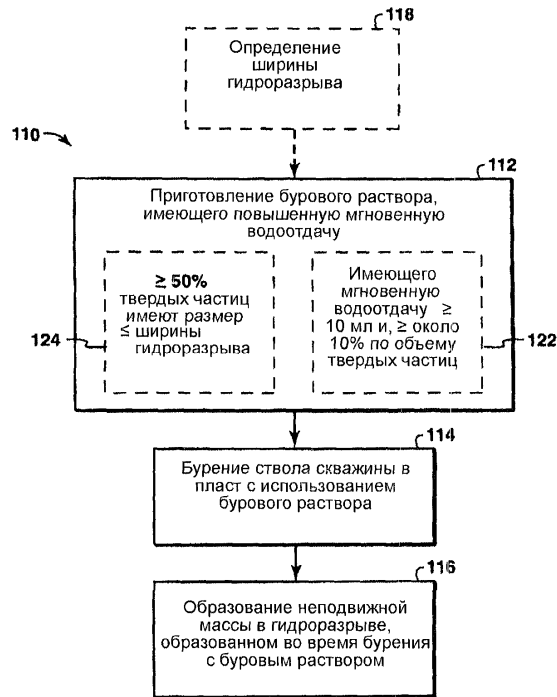
(и) продолжение бурения или повтор этапов (г)-(з) в зависимости от второго крутящего момента.

19. Способ по п.17, в котором тампонажная пачка содержит по меньшей мере 10 фунтов на баррель закупоривающих твердых частиц.

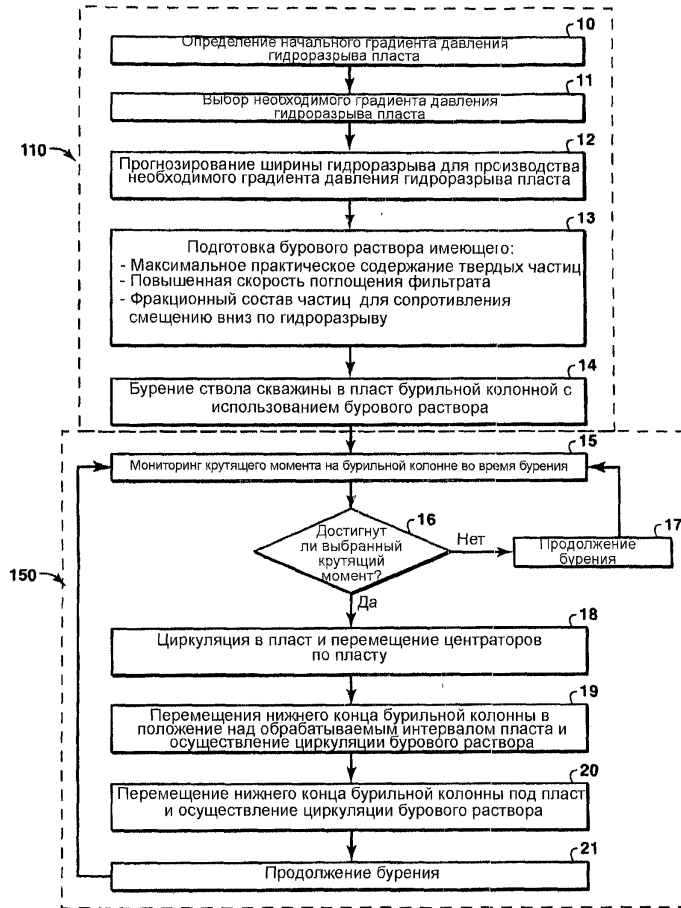
20. Способ по п.19, в котором закупоривающие твердые частицы выбирают на основе оценочных размеров поровых каналов пласта.



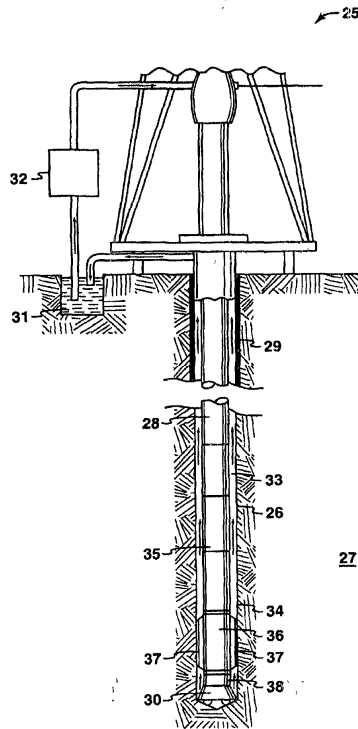
Фиг. 1



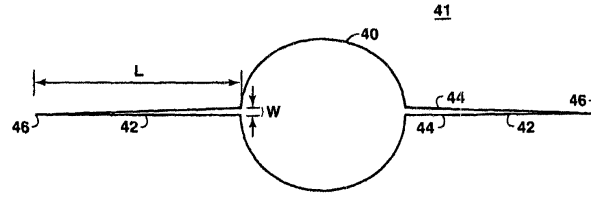
Фиг. 2а



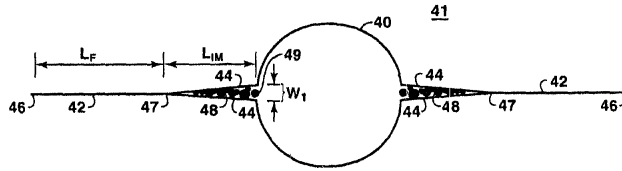
Фиг. 2b



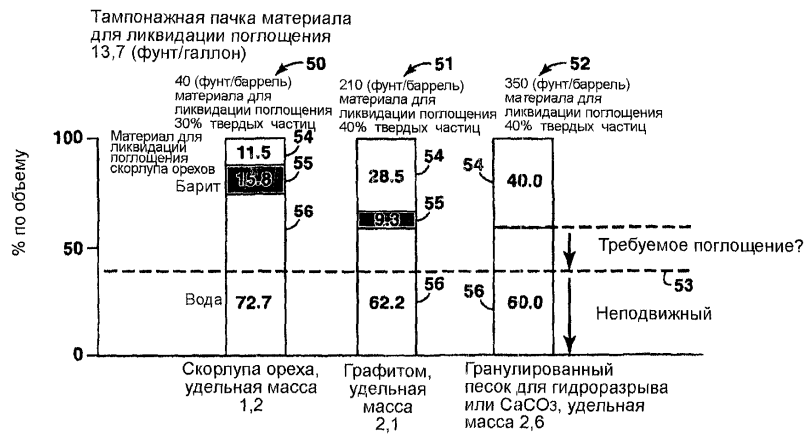
Фиг. 3



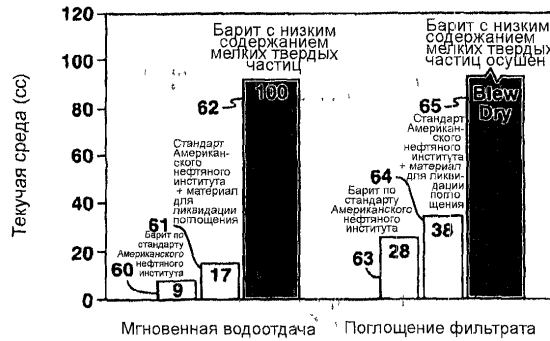
Фиг. 4а



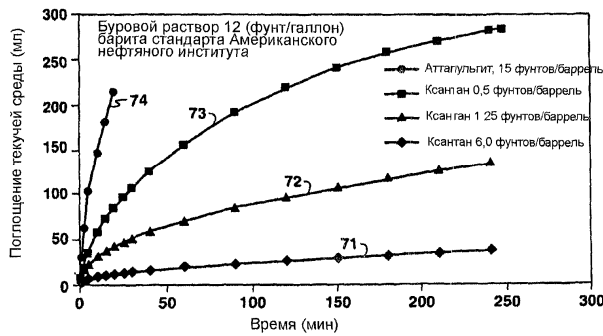
Фиг. 4b



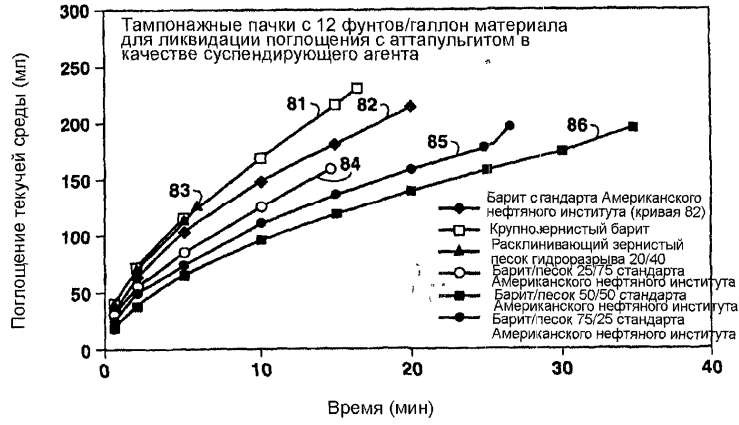
Фиг. 5



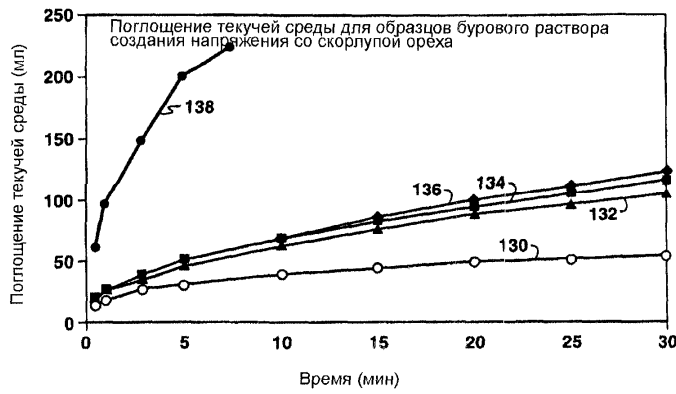
Фиг. 6



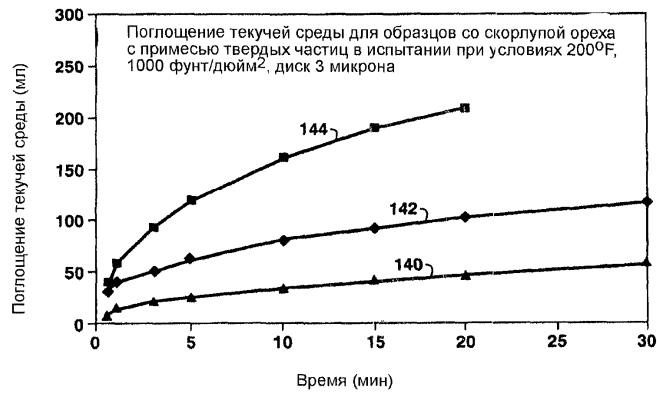
Фиг. 7



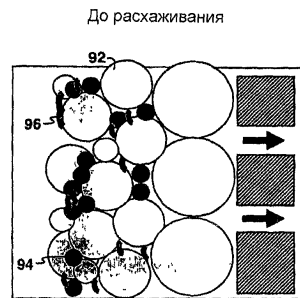
Фиг. 8



Фиг. 9а

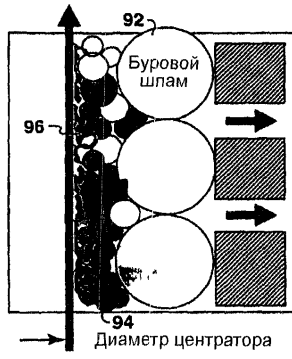


Фиг. 9b



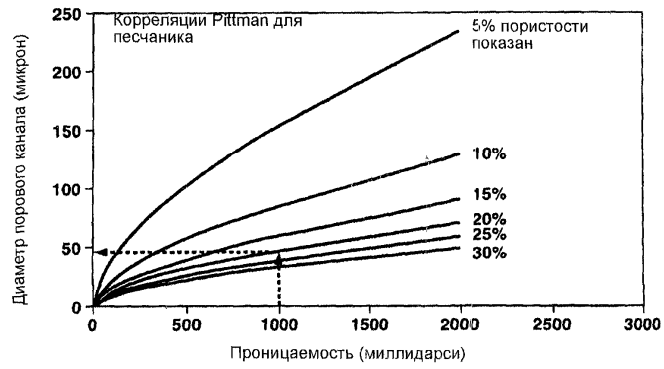
Фиг. 10а

После расхаживания

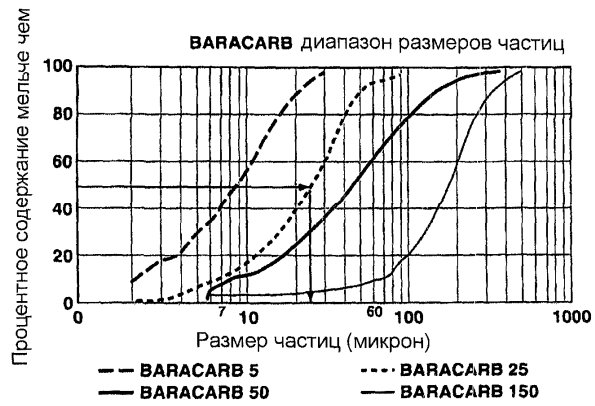


Фиг. 10b

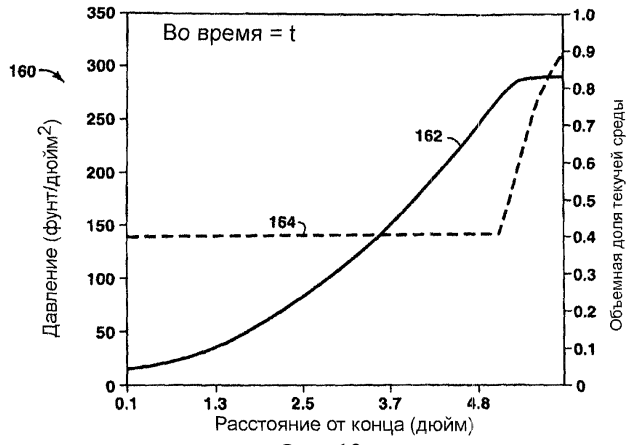
Выбор материала в 18 микрон ( $45/2,5 = 18$ ) 1000 миллидарси  
проницаемости с 20% пористости



Фиг. 11



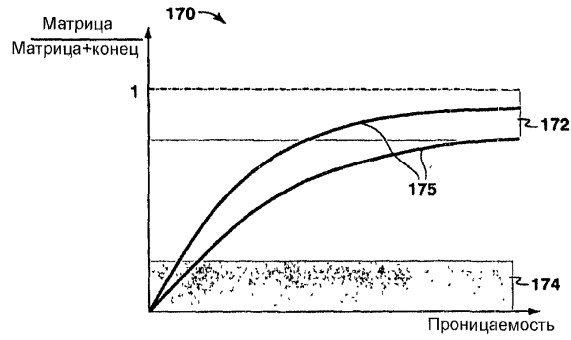
Фиг. 12



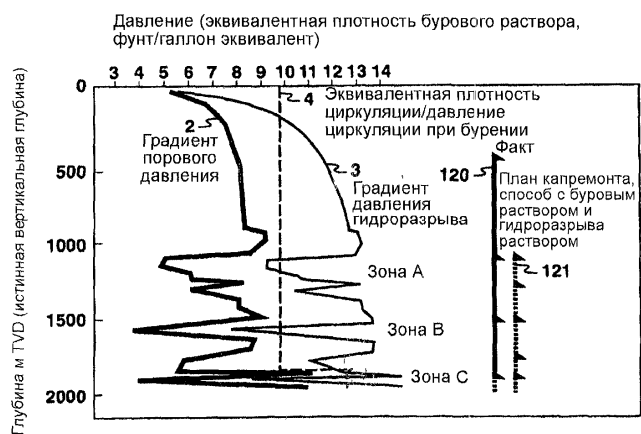
Фиг. 13



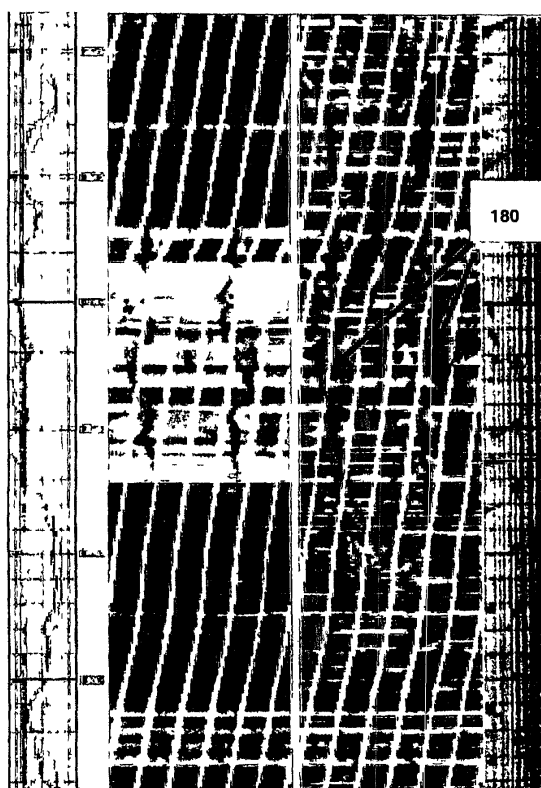
Фиг. 14



Фиг. 15



Фиг. 16



Фиг. 17



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2