

Область изобретения

Настоящее изобретение относится к области перфорирования и технологической обработки (подготовки) подземных геологических формаций для увеличения добычи из них нефти и газа. Более конкретно настоящее изобретение относится к устройству и способу для перфорирования и обработки множества интервалов без необходимости извлечения оборудования из ствола скважины между операциями способа.

Предпосылки создания изобретения

В том случае, когда содержащий углеводород подземный продуктивный пласт не имеет достаточную проницаемость или пропускную способность для обеспечения протекания углеводородов на поверхность в экономически выгодных количествах или при оптимальных скоростях, для увеличения пропускной способности часто используют гидравлический разрыв пласта или химическую (обычно кислотную) интенсификацию (возбуждение). Ствол скважины, проходящий в подземную формацию, обычно содержит металлическую трубу (обсадную колонну), зацементированную в исходную буровую скважину. Отверстия (перфорации) проходят через обсадную колонну и цементное покрытие, окружающее обсадную колонну, для пропускания потока углеводорода в ствол скважины и, при необходимости, для пропускания потока текучих сред для обработки пласта из ствола скважины в формацию.

Гидравлический разрыв пласта состоит в нагнетании (закачке) текучих сред (обычно вязкого средства разжижения среза, не ньютоновских гелей или эмульсий) в формацию, при таких высоких давлениях и скоростях, что порода пласта растрескивается и образует плоскую, обычно вертикальную трещину (или сетку трещин), во многом похожую на трещину, которая развивается в бревне при введении в него клина. Зернистый расклинивающий материал, такой как песок, керамические шарики или другие материалы, обычно закачивают вместе с последней порцией жидкости для гидроразрыва для удержания трещины (трещин) открытой после снижения давления. Увеличенная пропускная способность из пласта является результатом облегчения пути движения текучих сред между зернами расклинивающего материала в трещине (трещинах). При химических обработках для интенсификации пропускная способность улучшается за счет растворения материалов в формации или за счет иного изменения свойств формации.

Применение гидравлического разрыва пласта в соответствии с описанным выше является обычной частью операций добычи нефти, которые используют для индивидуальных заданных зон размерами ориентировочно до 60 м (200 футов) подземной формации большой вертикальной толщины. В том случае, когда производят гидравлический разрыв множества коллек-

торов, слоистого коллектора или очень толстой несущей углеводород формации (с толщиной более ориентировочно 60 м), тогда требуются альтернативные технологии обработки для обеспечения обработки всей заданной зоны. Способы, применяемые для улучшения обработки, широко известны в нефтяной промышленности как способы с отклонением (с обходом, отводом).

В том случае, когда множество несущих углеводород зон возбуждают при помощи гидравлического разрыва пласта или при помощи химических обработок интенсификации, экономические и технические выгоды реализуют за счет использования множества ступеней обработки, которые могут быть отклонены (или разделены) при помощи различных средств, содержащих механические устройства, такие как пакер-пробки, пакеры, скважинные клапаны, скользящие муфты, а также комбинации дефлекторов и пробок; уплотняющие шарики, порошковые материалы, такие как песок, керамический материал, расклинивающий наполнитель, соль, парафины, смолы или другие соединения; или при помощи альтернативных текучих сред, таких как текучие среды с повышением вязкости, текучие среды с образованием геля, вспененные материалы или другие химически образуемые текучие среды; или за счет использования способов ограничения впуска. Указанные и все другие аналогичные способы и устройства, которые временно блокируют протекание текучих сред в заданный набор перфораций или из него, далее будут именоваться как "агенты отклонения".

При отклонении, например, при помощи механической пакер-пробки, прежде всего перфорируют самый глубокий интервал и возбуждают трещину (разлом), а затем этот интервал обычно изолируют за счет пакер-пробки, устанавливаемой при помощи талевого каната, и процесс повторяют для следующего интервала сверху. Если принять 10 заданных интервалов перфорации, то для обработки 300 м (1,000 футов) формации указанным образом обычно потребуется десять технологических операций, проводимых в течение времени от 10 дней до двух недель, причем необходимо проводить не только множество обработок для создания трещин, но и производить множественное перфорирование и операции перемещения пакер-пробки. В конце процесса обработки требуется проведение операции очистки ствола скважины для извлечения пакер-пробок и начала добычи из скважины. Основное преимущество использования пакер-пробок и других механических агентов отклонения связано с высокой уверенностью в том, что вся заданная зона обработана. Основными недостатками являются высокая стоимость обработки, связанная с множеством операций ввода в ствол скважины и вывода из него, и риск осложнений, связанный с наличием

множества операций, проводимых в скважине. Например, пакер-пробка может застрять в обсадной колонне и тогда необходимо ее высверливать, что приводит к большим затратам. Другой недостаток заключается в том, что требуемая операция очистки ствола скважины может приводить к повреждению некоторых интервалов с успешно образованными трещинами.

Одной из альтернатив использованию пакер-пробок является заполнение участка ствола скважины, объединенного с интервалом с только что образованными трещинами, при помощи песка для разрыва пласта, что широко известно как технология Pine Island. Столб песка в стволе скважины, по существу, закупоривает интервал с уже образованными трещинами и позволяет независимо перфорировать и производить образование трещин в следующем интервале. Первым преимуществом этого является исключение проблем и рисков, связанных с пакер-пробками. Недостатки связаны с тем, что пробка (столб) песка не обеспечивает безупречное гидравлическое уплотнение и ее трудно удалять из ствола скважины в конце всех операций возбуждения трещин. Если только дебит текучей среды из скважины не является настолько мощным, что позволяет уносить песок из ствола скважины, скважина может все еще нуждаться в проведении очистки при помощи установки для ремонта скважин или при помощи блока намотанных труб. Как и раньше, дополнительные операции в стволе скважины увеличивают расходы, механические риски и риски повреждения интервалов с образованными трещинами.

Другой способ отклонения предусматривает использование порошковых материалов (зернистых твердых веществ), которые вводят в обрабатываемую текучую среду для содействия отклонению. При закачке текучей среды частицы входят в перфорации, причем в зоне приема текучей среды образуется временный блок, если в потоке содержится достаточно большая концентрация частиц. Полученное ограничение течения приводит к отклонению текучей среды в другие зоны. После проведения обработки порошковый материал удаляют при помощи добываемой текучей среды формации или при помощи закаченной промывочной текучей среды за счет уноса текучей средой или за счет растворения. Среди обычных имеющихся порошковых отклоняющих материалов можно указать бензойную кислоту, нафталин, каменную соль (хлорид натрия), смолы, парафины и полимеры. Альтернативно в качестве порошковых средств отклонения могут быть использованы песок, расклинивающий агент и керамические материалы. Могут быть использованы и другие специальные порошковые материалы, которые осаждаются и образуются в ходе обработки.

Еще один способ отклонения предусматривает использование в качестве агентов отклонения текучей среды с повышенной вязкостью,

вязких гелей или вспененных материалов. Этот способ предусматривает закачку отклоняющей текучей среды через перфорированный интервал и/или в него. Эти текучие среды предназначены для временного перекрытия течения к перфорациям за счет повышения вязкости или снижения относительной проницаемости формации; причем эти текучие среды разработаны таким образом, что в желательный момент времени эта среда разрушается, деградирует или растворяется (при добавлении или нет химикатов или других добавок для запуска такого разрушения или растворения), таким образом, что может быть восстановлено течение в перфорациях или из них. Указанные текучие среды могут быть использованы для отклонения матричных химических обработок интенсификации и обработок для образования трещин. Иногда в эти текучие среды для усиления отклонения вводят порошковые средства отклонения и/или уплотняющие шарики.

Еще один возможный способ представляет собой способ ограниченного входного отклонения, который предусматривает перфорирование всей заданной зоны формации, подлежащей обработке, при помощи весьма малого числа перфораций, обычно малого диаметра, таким образом, что потеря давления через эти перфорации в ходе закачки содействует получению высокого внутреннего давления в стволе скважины. Внутреннее давление в стволе скважины выбирают достаточно высоким для того, чтобы вызвать одновременное образование трещин во всех перфорированных интервалах. Если давление слишком мало, то трещины образуются только в самых слабых участках формации. Первое преимущество ограниченного входного отклонения заключается в том, что внутри обсадной колонны нет препятствий, подобных пакер-пробкам или песку, которые позднее создают проблемы. Недостаток состоит в том, что ограниченный входной разрыв часто не работает хорошо при больших интервалах, так как полученная трещина зачастую является слишком узкой (расклинивающий агент не может быть полностью откачен через узкую трещину и остается в стволе скважины), и начальное высокое давление в стволе скважины может пропасть. При закачке песка диаметр перфораций часто быстро подвергается эрозии и увеличивается, причем увеличенные размеры перфораций снижают внутреннее давление в стволе скважины.

Конечным результатом этого может быть отсутствие возбуждения всех заданных зон. Дополнительную озабоченность вызывает потенциальное ограничение пропускной способности в ствол скважины за счет малого числа перфораций.

Некоторые из проблем, связанных с невозможностью возбуждения всей заданной зоны или с использованием механических способов, которые требуют проведения множества опера-

ций в стволе скважины и вводов в ствол скважины, которые создают большой риск и приводят к большим затратам, что описано здесь выше, могут быть решены за счет использования ограниченных концентрированных перфорированных интервалов, отклоняемых при помощи уплотняющих шариков. Подлежащая обработке зона может быть разбита на подзоны с перфорациями ориентировочно по центру каждой такой подзоны, или же подзоны могут быть выбраны на основании анализа формации, при котором находят заданные желательные местоположения трещины. После этого может быть проведена закачка (нагнетание) в ступени (участки) трещины, с отклонением при помощи уплотняющих шариков у конца каждой ступени. В частности, 300 м (1,000 футов) большой формации могут быть разделены на 10 подзон ориентировочно по 30 м (около 100 футов) каждая. По центру каждой 30-метровой (100-футовой) подзоны могут быть пробиты 10 перфораций при плотности 3 шпура на метр (один шпур на фут) обсадной колонны. После этого в ступень трещины закачивают текучую среду с расклинивающим агентом, а затем вводят 10 или больше уплотняющих шариков, по меньшей мере, по одному в каждую открытую перфорацию в одном наборе перфораций или в одном интервале. Процесс повторяют до тех пор, пока все наборы перфораций не будут иметь трещины. Такая система описана более подробно в патенте США № 5890536 от 6 апреля 1999 г.

Исторически сложилось так, что все зоны, подлежащие обработке в конкретной технологической операции, в которой используют уплотняющие шарики в качестве агента отклонения, перфорируют раньше закачки текучих сред для обработки пласта, причем уплотняющие шарики используют для отклонения текучих сред для обработки пласта от зон с уже образованными трещинами или от зон, способных иным образом воспринимать большую часть потока текучей среды, в то время как другие зоны принимают меньшую часть текучей среды или совсем не принимают ее до освобождения уплотняющих шариков. Обработку и уплотнение теоретически проводят зона за зоной в зависимости от относительных давлений разрушения (разрыва) или от проницаемостей, однако, часто возникают проблемы, связанные с преждевременным входом шариков в одну или несколько открытых перфораций вне заданного интервала, и с двумя или более зонами, которые проходят обработку одновременно. Более того, эта технология предполагает, что каждый интервал перфорации или подзона будут разрушаться и образовывать трещину при достаточно различных давлениях, так что каждая ступень обработки будет использована только для одного набора перфораций.

Первостепенными преимуществами отклонения при помощи уплотняющих шариков

являются низкие затраты и низкий риск механических проблем. Затраты являются низкими потому, что процесс обычно может быть завершен при выполнении одной непрерывной операции, обычно в течение нескольких часов одного дня. В стволе скважины остаются только уплотняющие шарики, которые либо выходят наружу вместе с добытыми углеводородами, либо падают на дно скважины, в области, которую называют шурфом под квадрат. Первым недостатком является отсутствие уверенности в одновременном образовании трещин только в одном наборе перфораций, когда точное число уплотняющих шариков падает в конце каждой ступени обработки. В действительности преимущества процесса зависят от одной ступени трещины, входящей в формацию только через один набор перфораций, причем все другие открытые перфорации остаются главным образом не задействованными в ходе этой стадии обработки. Другими недостатками являются отсутствие уверенности в том, что все перфорированные интервалы будут обработаны, и что будет сохранена последовательность обработки указанных интервалов в ходе операций обработки. В том случае, когда порядок обработки зоны неизвестен или является неконтролируемым, невозможно обеспечить обработку каждой индивидуальной зоны или оптимальное проектирование индивидуальной ступени обработки интенсификации для заданной зоны. В некоторых случаях невозможно осуществлять такой контроль обработки, при котором индивидуальные зоны проходят обработку при единственной ступени обработки.

Для преодоления некоторых из указанных недостатков, которые могут встречаться при обработках интенсификации, когда множество зон перфорированы ранее закачки текучих сред для обработки пласта, уже разработан альтернативный способ механического отклонения, который предусматривает использование системы интенсификации с намотанными трубами, позволяющей последовательно проводить возбуждение множества интервалов при их отдельной обработке. Как и при обычном отклонении при помощи уплотняющего шарика, все подлежащие обработке интервалы перфорированы ранее закачки текучих сред для обработки пласта. Затем производят прогон намотанных труб через ствол скважины при помощи механического средства отклонения, аналогичного охватывающему с двух сторон пакеру, закрепленному на конце трубы. Это средство отклонения, когда оно установлено должным образом и приводится в действие через перфорации, позволяет обеспечивать гидравлическую изоляцию выше и ниже указанного средства отклонения. После установки и приведения в действие средства отклонения для изоляции самого глубокого набора перфораций, текучую среду для интенсификации закачивают вниз во внутрь намотан-

ных труб, которая выходит через каналы, предусмотренные в средстве отклонения между верхним и нижним уплотняющими элементами. После завершения первой стадии обработки уплотняющие элементы, предусмотренные на средстве отклонения, отключают или отсоединяют и намотанные трубы вытягивают в направлении вверх для установки средства отклонения поперек второго снизу набора перфораций, причем процесс продолжают до тех пор, пока не будет проведено возбуждение всех заданных интервалов, или же процесс прекращают в результате оперативного отказа.

Этот тип устройства интенсификации с намотанными трубами и соответствующий способ используют для гидравлического разрыва множества зон в скважинах при глубинах ориентировочно до 8,000 футов. Однако в настоящее время различные технические препятствия, в том числе фрикционные потери давления, повреждение элементов уплотнения, контроль глубины, скорость прохода и потенциальная эрозия намотанных труб, ограничивают использование этого устройства в более глубоких скважинах.

Избыточное фрикционное давление создается при накачке текучих средств для интенсификации, в особенности с расклинивающими наполнителями, и/или имеющих высокую вязкость текучих сред, при высоких скоростях через длинные отрезки намотанных труб. В зависимости от длины и диаметра намотанных труб, вязкость текучей среды, максимальные допустимые рабочие давления оборудования на поверхности и скорости нагнетания могут быть ограничены до всего нескольких баррелей в минуту; однако это, в зависимости от характеристик конкретной подземной формации, может не позволить производить эффективное введение расклинивающего агента в ходе гидравлического разрыва пласта или эффективное растворение материалов формации в ходе кислотной интенсификации.

Эрозионное изнашивание намотанных труб также может создавать проблему при нагнетании текучей среды с расклинивающим наполнителем вниз во внутрь намотанных труб при высокой скорости, в том числе в участок этих труб, который остается намотанным на барабан на поверхности. Опасность эрозии возрастает, когда текучая среда с расклинивающим наполнителем сталкивается с "непрерывным изгибом" участка намотанных труб, намотанного на барабан на поверхности.

Большинство элементов уплотнения (например, элементов уплотнения манжетного типа), которые используют в настоящее время при описанных выше операциях интенсификации с намотанными трубами, могут иметь проблемы уплотнения или нарушения уплотнения в более глубоких скважинах, так как элементы уплотнения проходят через большое число перфораций

при высоких скважинных температурах, присущих более глубоким скважинам. Так как элемент уплотнения движется в контакте со стенкой трубы или при минимальном зазоре от нее, шероховатые внутренние поверхности трубы и/или задиры перфораций могут повреждать элемент уплотнения. Элементы уплотнения, которые в настоящее время имеются в средствах отклонения типа охватывающего с двух сторон пакера, изготовлены из эластомеров, которые могут не выдерживать высокие температуры, часто имеющиеся в более глубоких скважинах.

Ходовая скорость существующих систем с уплотнением монтажного типа, как правило, составляет ориентировочно от 15 до 30 футов в минуту при движении вниз по стволу скважины и от 30 до 60 футов в минуту при движении вверх по стволу скважины. Например, при движении на самой малой скорости потребуются ориентировочно 13 ч для достижения глубины 12,000 футов, ранее начала воздействия на пласт. С учетом инструкций по безопасности работы в ночное время, при движении на малой скорости потребуются много дней для завершения операции интенсификации. При возникновении проблем в ходе технологической операции подъем оборудования из скважины и опускание в нее могут быть весьма дорогостоящими, так как занимают много времени в связи с низкими ходовыми скоростями.

Контроль глубины системы намотанных труб и средства отклонения типа охватывающего с двух сторон пакера также становится более трудным при возрастании глубины, при этом правильная установка средства отклонения на нужной глубине для успешного осуществления операции интенсификации может быть затруднена. Эта проблема решается за счет выполнения перфораций до введения намотанных труб в скважину. При проведении операции перфорирования используют другое устройство измерения глубины (обычно систему локации муфтовых соединений обсадной колонны), которое отличается от используемого в системе намотанных труб.

Кроме того, описанный выше способ с намотанными трубами требует, чтобы все перфорации были выполнены в стволе скважины за счет проведения отдельной операции перфорирования ранее операции накачки для интенсификации. Наличие множества наборов перфораций, открытых над средством отклонения, может создавать операционные трудности. Например, если расклинивающая трещина от текущей зоны растет вертикально и/или если за трубой имеется цемент плохого качества, то трещина может пересекать набор перфораций над средством отклонения, так что расклинивающий агент может поступать назад в ствол скважины сверху от средства отклонения, что препятствует дальнейшему движению указанного средства. Кроме того, осуществление операций циркуля-

ции может быть затруднено, если множество наборов перфораций открыто над средством отклонения. Например, если давления циркуляции превышают давления разрыва пласта, связанные с перфорациями, открытыми над средством отклонения, то циркуляция может не поддерживаться и текучая среда для циркуляции может непреднамеренно теряться в формации.

Аналогичный тип операции интенсификации может быть также осуществлен с использованием составных труб и установки для ремонта скважин вместо системы намотанных труб. Использование средства отклонения, развернутого на составных трубах, может позволить использовать трубы большего диаметра для снижения фрикционных потерь давления и увеличения скоростей нагнетания. В этом случае снижается опасность эрозии и нарушения целостности труб по сравнению с намотанными трубами, так как могут быть использованы составные трубы с большей толщиной стенки, при этом составные трубы не будут испытывать пластическую деформацию при движении в стволе скважины. Однако использование такого подхода может приводить к увеличению времени проведения операции и ее стоимости за счет более низких скоростей движения трубы по сравнению с намотанными трубами.

Для преодоления некоторых из ограничений, связанных с операциями завершения (заканчивания скважины), которые требуют проведения множества спусков и подъемов оборудования в ствол скважины и из него, для перфорирования и возбуждения подземных формаций, предложены способы с "единственным спуском и подъемом" колонны скважинного инструмента, что позволяет проводить возбуждение трещины в зонах в сочетании с перфорированием. В частности, в этих способах используют операции, которые сводят к минимуму число требуемых операций в стволе скважины и время, которое требуется для завершения таких операций, в результате чего снижается стоимость обработки интенсификации. Эти предложения предусматривают следующее: 1) наличие взвеси песка в стволе скважины при проведении перфорирования с неравновесным давлением, 2) сброс песка из черпака одновременно с зажиганием зарядов для перфорирования и 3) заключение песка в отдельном контейнере со взрывным освобождением. Все эти предложения обеспечивают только минимальное проникновение трещины в окружение ствола скважины и не приспособлены к нуждам многоступенчатого гидравлического разрыва пласта, описанного здесь.

В соответствии с изложенным, существует необходимость в разработке усовершенствованного способа и устройства для индивидуальной обработки каждого из множества интервалов подземной формации, в которую проходит ствол скважины, при сохранении экономиче-

ских выгод многоступенчатой обработки. Существует также необходимость в создании способа и устройства, которые экономически снижают риски, присущие имеющимся в настоящее время вариантам обработки интенсификации для несущих углеводород формаций с множеством коллекторов или со слоистыми коллекторами, или при толщине ориентировочно более 60 м (200 футов), при осуществлении оптимальной обработки с использованием механического агента отклонения, который направляет ступени обработки в желательное местоположение.

Сущность изобретения

В соответствии с настоящим изобретением предлагается устройство и способ для перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины.

Устройство содержит средство развертывания (например, намотанные трубы, составные трубы, электропровод, проводную линию, скважинный трактор (тягач), и т.п.) с забойным оборудованием, которое содержит, по меньшей мере, устройство для перфорирования и многократно устанавливаемый механический механизм уплотнения, который может быть приведен в действие независимо при помощи одного или нескольких средств передачи сигналов (например, при помощи электронных сигналов, передаваемых по проводной линии связи; гидравлических сигналов, передаваемых по трубам через кольцевое пространство и составные шланги, при помощи нагрузок растяжения или сжатия, при помощи радиосвязи; при помощи волоконно-оптической линии связи; при помощи компьютерных систем, расположенных на забойном оборудовании и т.д.).

Предложенный способ содержит операции развертывания забойного оборудования в стволе скважины с использованием средств развертывания, которыми могут быть колонна насосно-компрессорных труб, кабель или скважинный трактор. Устройство для перфорирования устанавливается рядом с подлежащим перфорированию интервалом и используют для перфорирования указанного интервала. Забойное оборудование устанавливают в стволе скважины с использованием средств развертывания, и приводят в действие механизм уплотнения для создания гидравлического уплотнения, которое направляет нагнетаемую вниз в ствол скважины текучую среду для входа в перфорированный интервал, после чего механизм уплотнения освобождают (отключают). Затем процесс может быть повторен без извлечения забойного оборудования из ствола скважины для, по меньшей мере, одного дополнительного интервала одной или нескольких подземных формаций.

Средством развертывания может быть колонна насосно-компрессорных труб, которая включает намотанные трубы или стандартные составные трубы, проводная линия связи, линия

тонкой взвеси или кабеля. Вместо труб или кабеля средством разворачивания может быть тракторная система, связанная с забойным оборудованием. Тракторная система может быть самодвижущейся системой с компьютерным управлением, на борту которой имеется блок управления, так что нет необходимости подключать к ней кабель или трубы для управления и приведения в действие забойного оборудования и/или тракторной системы. Альтернативно, тракторная система может получать управление и питание по проводам или трубам составного шланга (шлангокабеля), при этом тракторная система и забойное оборудование управляются и приводятся в действие при помощи сигналов, передаваемых в скважину с использованием составного шланга. Существует много различных вариантов осуществления изобретения в зависимости от средств подвески и специфических компонентов забойного оборудования.

В первом варианте осуществления изобретения, когда средством разворачивания является колонна насосно-компрессорных труб, сразу после перфорирования интервала забойное оборудование может быть перемещено, и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала. Затем текучая среда для обработки может быть накачена вниз в кольцевое пространство между колонной насосно-компрессорных труб и стволом скважины и в перфорированный интервал. Вторая текучая среда для обработки, такая как азот, также может быть накачена через колонну насосно-компрессорных труб одновременно с первой текучей средой для обработки вниз в кольцевое пространство между колонной насосно-компрессорных труб и стволом скважины.

Во втором варианте, когда средством подвески является колонна насосно-компрессорных труб, сразу после перфорирования интервала забойное оборудование может быть перемещено, и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения выше перфорированного интервала. Затем текучая среда для обработки может быть накачена вниз через колонну насосно-компрессорных труб и в перфорированный интервал.

В третьем варианте, когда средством разворачивания является колонна насосно-компрессорных труб, забойное оборудование может быть перемещено и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения выше и ниже перфорированного интервала (в этом случае механизм уплотнения содержит два элемента уплотнения, смещенные на достаточное расстояние друг от друга для охвата перфорированного интервала с двух сторон). В третьем варианте текучая среда для обработки может быть накачена вниз через саму колонну насосно-компрессорных труб, через канал гидросистемы, расположенный ме-

жду двумя элементами уплотнения механизма уплотнения, и в перфорированный интервал.

В четвертом варианте, когда забойное оборудование разворачивают в стволе скважины с использованием проводной линии, линии тонкой взвеси или кабеля, забойное оборудование может быть перемещено и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения ниже подлежащего обработке перфорированного интервала, и текучая среда для обработки может быть накачена вниз в кольцевое пространство между проводной линией, линией тонкой взвеси или кабелем и стволом скважины.

В пятом варианте осуществления изобретения составной шланг разворачивают в качестве дополнительного средства приведения в действие компонента забойного оборудования. В самом общем случае составной шланг имеет вид трубы малого диаметра или множества труб для обеспечения гидравлической связи с компонентами забойного оборудования, и/или составной шланг может иметь вид кабеля или множества кабелей для обеспечения электрической или электрооптической связи с компонентами забойного оборудования.

В шестом варианте осуществления изобретения, когда средством разворачивания является тракторная система, связанная с забойным оборудованием, забойное оборудование может быть перемещено и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала. Затем текучая среда для обработки может быть накачена вниз в ствол скважины и в перфорированный интервал.

В седьмом варианте осуществления изобретения для перфорирования используют абразивную технологию резки струей текучей среды, а забойное оборудование подвешивают при помощи труб, таким образом, что забойное оборудование может быть перемещено и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала. Затем текучая среда для обработки может быть накачена вниз в кольцевое пространство между трубами и стволом скважины.

Одним из первостепенных преимуществ предложенных устройства и способа является то, что забойное оборудование, в том числе механизм уплотнения и устройство для перфорирования, не требуется извлекать из скважины ранее проведения обработки при помощи текучей среды для обработки и между обработкой множества зон или интервалов формации. Другим из первостепенных преимуществ предложенных устройства и способа является то, что каждую ступень (стадию) обработки отклоняют с использованием механического агента отклонения, так что достигается точный контроль процесса отклонения обработки и каждая зона

может быть оптимально возбуждена. В результате получают значительное снижение себестоимости за счет уменьшения времени, которое требуется для перфорирования и обработки множества интервалов в стволе скважины. Кроме того, в этом случае достигается повышение дебита за счет использования механического агента отклонения, обеспечивающего отклонение обработки с точным контролем при возбуждении множества интервалов формации в стволе скважины. Предложенное устройство и способ обладают существенными экономическими преимуществами по сравнению с существующими способами и оборудованием, так как устройство и способ в соответствии с настоящим изобретением позволяют производить перфорирование и возбуждение множества зон при единственном входе в ствол скважины, с последующим выводом забойного оборудования, который играет двойную роль агента механического отклонения и устройства для перфорирования.

Краткое описание чертежей

Указанные ранее и другие характеристики и преимущества изобретения будут более ясны из последующего детального описания, приведенного со ссылкой на сопроводительные чертежи, на которых показано следующее.

Фиг. 1 изображает возможный типичный пример конфигурации ствола скважины с периферийным оборудованием, которое может быть использовано для поддержки забойного оборудования, используемого в соответствии с настоящим изобретением. Фиг. 1 также показывает типичный пример хранения забойного оборудования в стволах скважины с поверхностными клиньями (клиновыми захватами), причем указанные стволы скважины могут быть использованы для хранения запасных частей или аварийного забойного оборудования.

Фиг. 2А изображает первый вариант забойного оборудования, развертываемого с использованием намотанных труб в неперфорированном стволе скважины и установленного на глубине местоположения перфорирования при помощи первого набора избирательно поджигаемых зарядов для перфорирования. Фиг. 2А дополнительно изображает, что забойное оборудование включает устройство для перфорирования, надувной многократно устанавливаемый пакер, многократно устанавливаемый осевой клиновой захват и вспомогательные компоненты.

Фиг. 2В показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 2А после зажигания первого набора избирательно поджигаемых зарядов для перфорирования, приводящего к появлению перфораций (отверстий) в эксплуатационной обсадной колонне и в цементной оболочке, проходящих в первую зону формации, таким образом, что устанавли-

вается гидравлическая связь между стволом скважины и первой зоной формации.

Фиг. 2С показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 2В после перестановки забойного оборудования и возбуждения первой зоны формации при помощи первой ступени многоступенчатой гидравлической расклинивающей операции по разрыву пласта, когда проведение первой ступени операции по разрыву пласта производят через кольцевое пространство ствола скважины, существующее между намотанными трубами и эксплуатационной обсадной колонной. На фиг. 2С механизм уплотнения показан в нерабочем состоянии, так как только для пояснения изобретения принимают, что нет других перфораций, кроме тех, которые связаны с первой зоной, и поэтому для обработки первой зоны изоляция не нужна.

Фиг. 3А показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 2С после перестановки забойного оборудования и зажигания второго набора избирательно поджигаемых зарядов для перфорирования, приводящего к появлению перфораций в эксплуатационной обсадной колонне и в цементной оболочке, проходящих во вторую зону формации, таким образом, что устанавливается гидравлическая связь между стволом скважины и второй зоной формации.

Фиг. 3В показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3А после перестановки забойного оборудования на существенное расстояние ниже самой глубокой перфорации второго набора перфораций, с возможностью небольшого перемещения забойного оборудования вверх для установки многократно устанавливаемого осевого клинового захвата при сохранении местоположения канала циркуляции ниже самой нижней перфорации второго набора перфораций.

Фиг. 3С изображает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3В после приведения в действие многократно устанавливаемого механического клинового захвата для создания сопротивления направленному вниз осевому перемещению при обеспечении расположения надувного многократно устанавливаемого пакера и многократно устанавливаемого механического клинового захвата между первой зоной и второй зоной перфораций.

Фиг. 3D показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3С после приведения в действие надувного многократно устанавливаемого пакера для создания преграды потоку между участком ствола скважины непосредственно выше надувного многократно устанавливаемого пакера и участком ствола скважины непосредственно ниже надувного многократно устанавливаемого пакера.

Фиг. 3Е показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3D после возбуждения второй зоны формации при помощи второй ступени многоступенчатого гидравлического расклинивающего разрыва пласта, причем вторую ступень гидравлического разрыва пласта нагнетают в кольцевом пространстве ствола скважины, существующем между намотанными трубами и эксплуатационной обсадной колонной.

Фиг. 3F показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3Е после дезактивирования надувного многократного устанавливаемого пакера, за счет чего вновь устанавливается передача давления между участком ствола скважины непосредственно выше надувного многократно устанавливаемого пакера и участком ствола скважины непосредственно ниже надувного многократно устанавливаемого пакера, при этом многократно устанавливаемый механический клиновой захват все еще возбужден и продолжает предотвращать перемещение намотанных труб и забойного оборудования вниз по стволу скважины.

Фиг. 4А показывает модифицированное забойное оборудование, аналогичное забойному оборудованию, показанному на фиг. 2А-2С и фиг. 3А-3F, однако, с добавлением механической пробки, устанавливаемой при помощи системы установки избирательно поджигаемых зарядов, расположенной ниже колонны стреляющих перфораторов. Фиг. 4А также показывает намотанные трубы и ствол скважины фиг. 3F после дополнительного третьего перфорирования и проведения операции возбуждения трещины. Фиг. 4А показывает только вторую и третью трещины и соответствующие наборы перфораций. Фиг. 4А показывает модифицированное забойное оборудование, подвешенное при помощи намотанных труб таким образом, что местоположение пакер-пробки находится выше последнего перфорированного интервала и ниже следующего подлежащего перфорированию интервала.

Фиг. 4В показывает забойное оборудование, намотанные трубы и ствол скважины фиг. 4А после установки механической пробки в скважине при помощи избирательного зажигания заряда, после перемещения забойного оборудования и проведения зажигания первого набора избирательно поджигаемых зарядов для перфорирования, в результате чего получают перфорации в эксплуатационной обсадной колонне и в цементной оболочке, проходящих в четвертую зону формации, таким образом, что устанавливается гидравлическая связь между стволом скважины и четвертой зоной формации.

Фиг. 5 показывает второй вариант осуществления изобретения, в котором средством подвески является колонна насосно-компрессорных труб, причем сразу после перфорирования интервала забойное оборудование

может быть перемещено и приведен в действие механизм уплотнения для создания гидравлического уплотнения выше перфорированного интервала. Затем текучая среда для обработки может быть закачена вниз в колонну насосно-компрессорных труб и в перфорированный интервал.

Фиг. 6 показывает третий вариант осуществления изобретения, в котором средством подвески является колонна насосно-компрессорных труб, причем забойное оборудование может быть перемещено и механизм уплотнения приведен в действие для создания гидравлического уплотнения выше и ниже перфорированного интервала (в данном случае механизм уплотнения содержит два элемента уплотнения, смещенные друг от друга на достаточное расстояние для охвата с двух сторон перфорированного интервала), в этом варианте текучая среда для обработки может быть закачена вниз через саму колонну насосно-компрессорных труб, через канал гидросистемы, расположенный между двумя элементами уплотнения механизма уплотнения, и в перфорированный интервал.

Фиг. 7 показывает четвертый вариант осуществления изобретения, в котором забойное оборудование подвешено в стволе скважины с использованием проводной линии (или линии тонкой взвеси или кабеля); забойное оборудование перемещают и механизм уплотнения приводят в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала, подлежащего обработке, после чего текучую среду для обработки накачивают вниз в кольцевое пространство между проводной линией, линией тонкой взвеси или кабелем и стволом скважины.

Фиг. 8А и 8В показывают пятый вариант осуществления изобретения, в котором используют составной шланг, развернутый внутри труб, использованных в качестве средства развертывания, для приведения в действие многократно устанавливаемого механизма уплотнения.

Фиг. 9 показывает шестой вариант осуществления изобретения, в котором использована тракторная система, соединенная с забойным оборудованием, при помощи которой перемещают забойное оборудование и механизм уплотнения приводят в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала, после чего текучую среду для обработки накачивают вниз в ствол скважины и в перфорированный интервал.

Фиг. 10 показывает седьмой вариант осуществления изобретения, в котором в устройстве для перфорирования использована абразивная или эрозионная технология резки струёй текучей среды, забойное оборудование подвешено в стволе скважины с использованием составных труб и включает механический набор

для сжатия, многократно устанавливаемый пакер, устройство для перфорирования с абразивной или эрозионной резкой струей текучей среды, локатор муфтовых соединений обсадной колонны и вспомогательные компоненты. В этом варианте перфорации создают за счет наработки абразивной текучей среды вниз в составные трубы, которая выходит через струйный перфоратор, расположенный в забойном оборудовании, таким образом, что создается струя высокого давления и высокой скорости абразивной или эрозионной текучей среды, которую используют для создания перфораций в эксплуатационной обсадной колонне и в цементной оболочке, за счет которых устанавливается гидравлическая связь между стволом скважины и желательным интервалом формации. После установки многократно устанавливаемого пакера ниже подлежащей возбуждению зоны текучая среда для обработки может быть накачена вниз в кольцевое пространство, расположенное между колонной насосно-компрессорных труб и эксплуатационной обсадной колонной.

Подробное описание изобретения

Далее настоящее изобретение будет описано со ссылкой на его предпочтительные варианты, однако, следует иметь в виду, что конкретные варианты и конкретные виды использования изобретения приведены только для его лучшего понимания и не имеют ограничительного характера. Наоборот, описание изобретения предназначено для покрытия всех альтернатив, модификаций и эквивалентов, которые входят в объем изобретения, определенный в соответствии с приложенной формулой изобретения.

В соответствии с настоящим изобретением предлагаются новый способ, новая система и новое устройство для перфорирования и возбуждения множества интервалов формации, которые позволяют производить обработку каждой одиночной зоны при помощи индивидуальной ступени обработки, что устраняет или сводит к минимуму проблемы, которые связаны с существующими в настоящее время способами интенсификации с использованием намотанных труб или составных труб, и, следовательно, создает существенные экономические и технические преимущества по сравнению с существующими способами.

Более точно, в изобретении предлагается производить подвеску забойного оборудования в стволе скважины для индивидуального и последовательного перфорирования и обработки каждой из множества желательных зон, с проведением многоступенчатой интенсификации и с развертыванием механического многократно устанавливаемого механизма уплотнения для обеспечения контролируемого отклонения для каждой индивидуальной ступени обработки. Для целей настоящего изобретения термин "ствол скважины" следует понимать как систему, которая включает в себя расположенные

ниже уровня земли компоненты уплотнения скважины и все уплотненное оборудование ниже уровня земли, такое как устье скважины, детали намоточного барабана, противовыбросовый превентор и лубрикатор.

Новое устройство включает в себя средство развертывания (например, намотанные трубы, составные трубы, электропровод, проводную линию, тракторную систему, и т.п.), причем забойное оборудование содержит, по меньшей мере, устройство для перфорирования и многократно устанавливаемый механический механизм уплотнения, который может быть независимо приведен в действие с поверхности при помощи одного или нескольких средств создания сигналов (например, при помощи электрических сигналов, передаваемых по проводной линии, гидравлических сигналов, передаваемых по трубам через кольцевое пространство и составные шланги, при помощи нагрузок растяжения или сжатия; при помощи радиосвязи, при помощи волоконно-оптической линии связи, и т.п.), при этом забойное оборудование разработано с учетом существующих условий в стволе скважины и характера нагружения.

В самом общем смысле, термин "забойное оборудование" используют здесь для обозначения совокупности компонентов, в которую, по меньшей мере, входят устройство для перфорирования и многократно устанавливаемый механизм уплотнения. Среди дополнительных компонентов можно указать (но без ограничения) ловильные шейки, переводники со срезными штифтами, приспособления для промывки, переходники канала циркуляции, переходники канала гидросистемы, переходники канала выравнивания давления, датчики температуры, датчики давления, переходники для подключения проводной линии, многократно устанавливаемый механический клиновой захват, локаторы муфтовых соединений обсадной колонны, переходники центратора и/или соединительные переходники, которые могут быть также использованы в забойном оборудовании для облегчения проведения других возможных вспомогательных или служебных операций и измерений, которые могут быть желательны в ходе интенсификации.

В самом общем смысле, многократно устанавливаемый механический механизм уплотнения выполняет функцию создания "гидравлического уплотнения", где под гидравлическим уплотнением понимают достаточное ограничение течения или его блокировку, за счет чего текучую среду принудительно направляют в другое местоположение, отличающееся от местоположения, в которое она бы направлялась, если бы не было указанного ограничения течения. Более точно, это широкое определение термина "гидравлическое уплотнение" включает в себя понятие "идеальное гидравлическое уплотнение", при котором весь поток направляет-

ся в местоположение, отличающееся от местоположения, в которое он бы направлялся, если бы не было указанного ограничения течения, и включает в себя понятие "не идеальное гидравлическое уплотнение", при котором существенная часть потока направляется в местоположение, отличающееся от местоположения, в которое он бы направлялся, если бы не было указанного ограничения течения. Несмотря на то, что обычно желательно использовать многократно устанавливаемое механическое уплотнение, обеспечивающее идеальное гидравлическое уплотнение для достижения оптимального возбуждения, может быть использован и механизм уплотнения, который создает не идеальное гидравлическое уплотнение, при этом может быть обеспечена экономически выгодная обработка, даже если нет идеального отклонения при обработке интенсификации.

В первом предпочтительном варианте осуществления изобретения используют намотанные трубы в качестве средства развертывания, причем новый способ предусматривает последовательное перфорирование и затем возбуждение индивидуальных зон снизу вверх интервала завершения, при этом текущая среда для интенсификации накачивается вниз в кольцевое пространство между эксплуатационной обсадной колонной и намотанными трубами. Как это обсуждается далее более подробно, этот вариант нового устройства и способа обеспечивает существенные преимущества по сравнению с существующими технологиями интенсификации, в которых используют намотанные трубы и составные трубы, причем этот вариант может быть использован в широком диапазоне архитектур стволов скважины и видов обработки для интенсификации.

Более точно, в первом предпочтительном варианте нового способа и устройства используют систему развертывания, средства получения сигналов, забойное оборудование и операции, которые описаны далее более подробно, причем различные компоненты, их ориентация и этапы операций выбраны только для пояснения таким образом, что они соответствуют компонентам и операциям, которые могут быть использованы для осуществления гидравлического расклинивающего возбуждения трещин во множестве интервалов.

В первом предпочтительном варианте устройство для осуществления гидравлического расклинивающего возбуждения трещин включает забойное оборудование, которое развернуто в стволе скважины при помощи намотанных труб. Забойное оборудование содержит устройство для перфорирования, многократно устанавливаемый механический механизм уплотнения; локатор муфтовых соединений обсадной колонны, каналы циркуляции и другие вспомогательные компоненты (в соответствии с описанным далее более подробно).

Более того, в этом первом предпочтительном варианте устройство для перфорирования содержит систему стреляющих перфораторов с избирательным зажиганием зарядов (в которой используют кумулятивные заряды для перфорирования), многократно устанавливаемый механический механизм уплотнения, содержащий надувной многократно устанавливаемый пакер, механический многократно устанавливаемый клиновой захват для предотвращения, при его установке, направленного вниз осевого перемещения забойного оборудования, и каналы выравнивания давления, расположенные выше и ниже надувного многократно устанавливаемого пакера.

Кроме того, в этом первом предпочтительном варианте проводная линия связи может быть установлена внутри намотанных труб и использована для передачи сигналов, предназначенных для приведения в действие избирательно поджигаемых зарядов для перфорирования, и для передачи электрических сигналов для локатора муфтовых соединений обсадной колонны, с использованием измерения глубины забойного оборудования.

На фиг. 1 показан пример типа поверхностного оборудования, которое может быть использовано в первом предпочтительном варианте. Оно включает в себя буровую установку, которая содержит очень длинный лубрикатор 2 с головкой 4 инжектора намотанных труб, подвешенной высоко в воздухе при помощи стрелы 6 крана, соединенной с основанием 8 крана. Ствол скважины обычно содержит отрезок поверхностной обсадной колонны 78, расположенный частично или полностью внутри цементной оболочки 80, эксплуатационную обсадную колонну 82, расположенную частично или полностью внутри цементной оболочки 84, причем внутренняя стенка ствола скважины образована эксплуатационной обсадной колонной 82. Ствол скважины преимущественно проходит на глубину, несколько превышающую глубину самого нижнего подлежащего возбуждению интервала, что необходимо для установки забойного оборудования, соединенного с концом намотанных труб 106. Трубы 106 вводят в ствол скважины с использованием головки 4 инжектора и лубрикатора 2. С лубрикатором 2 также соединены противовыбросовые превенторы 10, которые могут быть дистанционно приведены в действие в случае операционных отказов. Основание 8 крана, стрела 6 крана, головка 4 инжектора, лубрикатор 2, противовыбросовые превенторы 10 (и объединенные с ними вспомогательные компоненты управления и/или приведения в действие) представляют собой компоненты стандартного оборудования скважины, которые позволяют, что хорошо известно специалистам в данной области, выполнять процессы безопасной установки забойного оборудования, с намотанными трубами в скважину

под давлением, а затем их извлечения из скважины под давлением.

При использовании легко доступного существующего оборудования высота головки 4 инжектора от уровня земли составляет около 90 футов, причем S-образное колено 12 (где происходит сгиб спирали труб для их вертикального входа вниз в скважину) имеет высоту от уровня земли около 105 футов. Основание 8 крана и стрела 6 крана должны выдерживать вес головки 4 инжектора, труб 106, а также любую нагрузку при возможных ловильных работах (при освобождении скважинного инструмента и оборудования при помощи яса и его извлечении из скважины).

Вообще говоря, лубрикатор 2 должен иметь длину, превышающую длину забойного оборудования, чтобы позволить безопасно развертывать забойное оборудование в стволе скважины под давлением. В зависимости от требований к полной длине и в соответствии с инженерными расчетами для конкретного применения, для обеспечения устойчивости головки 4 инжектора и лубрикатора 2, тросовые оттяжки 14 могут быть соединены в различных местоположениях с головкой 4 инжектора и с лубрикатором 2. Тросовые оттяжки 14 должны быть надежно закреплены на земле для предотвращения нежелательного перемещения головки 4 инжектора и лубрикатора 2, так, чтобы не нарушалась целостность выдерживающих давление поверхностных компонентов. В зависимости от требований к полной длине могут быть использованы также альтернативные системы подвески головки инжектора и лубрикатора (специализированные буровые установки с намотанными трубами или установки для капитального ремонта скважин).

На фиг. 1 также показаны различные компоненты устья скважины, которые могут быть использованы для регулирования дебита скважины и гидравлической изоляции в ходе операций монтажа и демонтажа буровой установки, а также для операций интенсификации (возбуждения) пласта. Корончатый вентиль 16 используют в качестве устройства изоляции участка ствола скважины, который находится над ним, от участка ствола скважины, который находится ниже корончатого вентиля 16. Верхний главный вентиль 18 и нижний главный вентиль 20 образуют вентильную систему для изоляции давления ствола скважины выше и ниже их соответствующих местоположений. В зависимости от специфики работ на площадке и технологии операции интенсификации, в действительности могут потребоваться и будут использованы не все указанные вентили изоляционного типа.

На фиг. 1 показаны также боковые выпускные инжекционные клапаны 22, которые определяют местоположение для накачки (инъекции) текучих сред для интенсификации в ствол скважины. Трубы от находящихся на поверхно-

сти насосов и резервуаров, которые используют для накачки текучих сред для интенсификации, соединены при помощи соответствующих фитингов и/или соединительных фланцев с боковыми выпускными инжекционными клапанами 22, при помощи которых текучие среды для интенсификации накачивают в ствол скважины. При установке другого соответствующего оборудования для регулирования потока текучая среда может также отводиться из ствола скважины с использованием боковых выпускных инжекционных клапанов 22. Следует иметь в виду, что внутреннее пространство намотанных труб 106 также может быть использовано как канал для накачки текучей среды в ствол скважины.

Показанные на фиг. 1 стволы 24 скважины служат для хранения запасных частей забойного оборудования или аварийного забойного оборудования 27, или же для хранения забойного оборудования, которое уже было использовано в ходе проведенных ранее операций. Стволы 24 скважины для хранения забойного оборудования могут иметь меньшую глубину, таким образом, что забойное оборудование, которое может содержать заряды для перфорирования, может надежно удерживаться на месте при помощи поверхностных клиновых захватов 26, таким образом, что заряды для перфорирования расположены ниже уровня земли, до тех пор, пока забойное оборудование не будет извлечено и соединено с намотанными трубами 106. Стволы 24 скважины для хранения забойного оборудования могут содержать зацементированную или не зацементированную обсадную колонну или могут оставаться совершенно необсаженными. Действительное число стволов 24 скважины для хранения забойного оборудования, которое требуется для проведения конкретной операции, зависит от требований к полной технологической операции. Стволы 24 скважины для хранения забойного оборудования должны быть расположены в пределах досягаемости при помощи стрелы 6 крана, чтобы позволить производить быструю замену забойного оборудования в ходе операции интенсификации без необходимости физического перемещения основания 8 крана в другое местоположение.

На фиг. 2А показаны намотанные трубы 106, снабженные соединительной муфтой 110 намотанных труб, которая может быть соединена с переходником 112 узла пробки со срезной шпилькой и ловильной шейки, который содержит как механизм пробки со срезной шпилькой, так и ловильную шейку, и позволяет пропускать текучие среды под давлением, и проводную линию связи 102. Переходник 112 узла пробки со срезной шпилькой и ловильной шейки может быть соединен с каналом 114 циркуляции, который содержит канал циркуляции, предназначенный для пропускания отходов промывки из пространства над надувным многократно уста-

навливаемым пакером 120 или для пропускания текучей среды, нагнетаемой в скважину с использованием намотанных труб 106. Канал 114 циркуляции содержит вентильный блок, который управляет каналом 114 циркуляции и верхним каналом 116 выравнивания давления. Верхний канал 116 выравнивания давления может быть сообщен с нижним каналом 122 выравнивания давления по трубам через надувной многократно устанавливаемый пакер 120. Как канал 114 циркуляции, так и верхний канал 116 выравнивания преимущественно открыты в рабочем положении и позволяют выравнивать давления внутри намотанных труб и в кольцевом пространстве обсадной колонны. В данном описании термин "рабочее положение" относится к ситуации, в которой все компоненты забойного оборудования имеют конфигурацию, позволяющую беспрепятственно производить осевое перемещение вверх и вниз по стволу скважины. Нижний канал 122 выравнивания, который расположен ниже надувного многократно устанавливаемого пакера 120, всегда открыт, поэтому течение между каналами выравнивания контролируется при помощи верхнего канала 116 выравнивания. Каналы циркуляции и выравнивания могут быть закрыты одновременно при приложении небольшой сжимающей нагрузки к забойному оборудованию. Для предотвращения потенциального обратного течения в намотанные трубы, когда в рабочем положении канал 114 циркуляции открыт, к намотанным трубам 106 должно быть приложено такое поверхностное давление, что давление внутри канала 114 циркуляции превышает давление в стволе скважины непосредственно с наружной стороны канала 114 циркуляции. Многократно устанавливаемый надувной пакер 120 гидравлически изолирован от внутреннего давления намотанных труб в рабочем положении. Надувной многократно устанавливаемый пакер 120 может обеспечивать передачу давления за счет внутренних вентилях, управляемых внутренним давлением намотанных труб при приложении небольшой сжимающей нагрузки к забойному оборудованию. Механически приводимые в действие многократно устанавливаемые в осевое положение стопорные устройства или "клиновые захваты" 124 могут быть установлены ниже надувного многократно устанавливаемого пакера 120 для предотвращения перемещения вниз по стволу скважины. Механические клиновые захваты 124 могут быть приведены в действие при помощи "непрерывного J" механизма за счет циклического изменения осевой нагрузки между сжатием и растяжением. Соединительный переходник 126 проводной линии расположен над локатором 128 муфтовых соединений обсадной колонны и системой зарядов для перфорирования с избирательным зажиганием. Соединительный переходник 130 системы перфорации соединяет локатор 128 муфтовых соеди-

нений обсадной колонны с головкой 152 зарядов с избирательным зажиганием. Система перфорации может быть разработана с учетом числа, местоположения и толщины несущих углеводород песков в пределах заданной зоны. Система перфорации может содержать один блок перфорации (например, 134) для каждой подлежащей обработке зоны. Первый (самый нижний) блок перфорации содержит головку 132 избирательного зажигания и корпус перфоратора 134, в который загружены заряды 136 для перфорирования и в котором смонтирована система детонации с избирательным зажиганием.

Указанный предпочтительный вариант нового способа включает следующие операции, причем в качестве технологической операции для пояснения изобретения выбран многоступенчатый гидравлический расклинивающий разрыв пласта.

1. Бурение скважины и цементирование обсадной колонны через подлежащие заканчиванию интервалы, а также, по желанию, бурение и заканчивание одного или нескольких стволов скважины для хранения забойного оборудования.

2. Идентификация заданных зон внутри интервалов заканчивания (обычно за счет комбинации каротажной диаграммы, зарегистрированной в необсаженном стволе скважины, и каротажной диаграммы, зарегистрированной в обсаженной скважине).

3. Развертывание забойного оборудования и блоков (узлов) стреляющих перфораторов для каждого забойного оборудования, которое предполагают использовать в ходе операции интенсификации с учетом числа, местоположения и толщины несущих углеводород песков в пределах заданных зон.

4. Подготовка барабана намотанных труб для предпочтительного варианта забойного оборудования, описанного выше. Барабан намотанных труб должен также содержать проводную линию связи, которую используют для передачи сигналов для приведения в действие стреляющих перфораторов. Преимущественно подготавливают также желательное количество запасного или аварийного забойного оборудования, которое хранят в стволе (стволах) скважины для хранения забойного оборудования. Намотанные трубы могут быть предварительно заполнены текучей средой, до или после соединения забойного оборудования с намотанными трубами.

5. Как это показано на фиг. 1, намотанные трубы 106 с забойным оборудованием вводят в скважину через лубрикатор 2, причем головку 4 инжектора намотанных труб подвешивают при помощи стрелы 6 крана.

6. Намотанные трубы и забойное оборудование вводят в скважину при выборе глубины расположения забойного оборудования при по-

мощи локатора 128 (фиг. 2А) муфтовых соединений обсадной колонны.

7. Намотанные трубы и забойное оборудование пропускают ниже самой нижней заданной зоны для обеспечения глубины ствола скважины ниже самых нижних перфораций, достаточной для размещения забойного оборудования ниже первого набора перфораций в ходе операций разрыва пласта. Как это показано на фиг. 2А, надувной многократно устанавливаемый пакер 120 и многократно устанавливаемые механически приводимые в действие клиновые захваты 124 находятся в рабочем положении.

8. Как это показано на фиг. 2В, намотанные трубы и забойное оборудование затем поднимают в такое местоположение в стволе скважины, в котором первый (самый нижний) набор зарядов 136 для перфорирования, который содержится в первом блоке 134 перфорации системы перфорирования с избирательным зажиганием, расположен непосредственно напротив самой нижней заданной зоны, причем точный контроль глубины может быть получен по показаниям локатора 128 муфтовых соединений обсадной колонны и системы глубиномера намотанных труб (не показана). Действие перемещения забойного оборудования вверх в местоположение первого перфорированного интервала переводит механический клиновой захват в виде "непрерывного J" механизма (не показан) в положение предварительной блокировки, причем последующее движение вниз принудительно устанавливает многократно устанавливаемый механический клиновой захват 124 в положение блокировки, за счет чего предотвращается дальнейшее движение вниз. Следует иметь в виду, что дополнительное циклическое изменение осевой нагрузки намотанных труб от сжатия к растяжению и наоборот будет возвращать многократно устанавливаемые механические клиновые захваты в рабочее положение. Указанным образом применяют механический клиновой захват в виде "непрерывного J" механизма, за счет использования нагрузок сжатия и растяжения, передаваемых при помощи средства подвески (намотанных труб), для приведения в действие и выключения механических клиновых захватов.

9. Первый набор зарядов 136 для перфорирования избирательно поджигают за счет дистанционного приведения в действие при помощи проводной линии 102 связи, которая сообщается с первой головкой 132 избирательного зажигания, при этом пробивают перфорации 230-231 через обсадную колонну 82 и цементную оболочку 84, которые устанавливают гидравлическое сообщение с формацией 86. Следует иметь в виду, что может быть использован любой набор перфораций, например, по желанию, набор с одной перфорацией, однако, обычно множество перфораций обеспечивает лучшие результаты обработки. Следует также

иметь в виду, что можно поджигать несколько сегментов блока перфорации, когда хотят получить заданное число перфораций, например, для устранения действительного или ожидаемого пропуска зажигания или просто для увеличения числа перфораций. Следует также иметь в виду, что интервалом не обязательно является единственный коллектор песка. Множество интервалов песка могут быть перфорированы и обработаны при осуществлении единственной ступени обработки с использованием других агентов отклонения, подходящих для одновременного разветвления на заданной ступени обработки в соответствии с настоящим изобретением.

10. Как это показано на фиг. 2С, намотанные трубы могут быть перемещены в положение канала 114 циркуляции, непосредственно ниже самой глубокой перфорации 231 указанной первой заданной зоны, для сведения к минимуму потенциала поступления расклинивающего агента выше надувного многократно устанавливаемого пакера 120 и для сведения к минимуму течения с высокой скоростью расклинивающего агента позади забойного оборудования.

11. Первую ступень обработки для возбуждения трещин инициируют за счет циркуляции (подачи) небольшого объема текучей среды вниз в намотанные трубы 106 через канал 114 циркуляции (при помощи объемного насоса). После этого начинают накачку текучей среды для интенсификации вниз в кольцевое пространство между намотанными трубами 106 и эксплуатационной обсадной колонной 82 со скоростями возбуждения трещин. Протекание небольшого объема текучей среды вниз в намотанные трубы 106 служит для поддержания положительного давления внутри труб 106, противодействующего обратному течению текучей среды с расклинивающим наполнителем в трубы 106 и противодействующего нагрузке, сминающей трубы 106 в ходе операций разрыва пласта. Следует иметь в виду, что могут быть использованы альтернативные средства противодействия смятию намотанных труб, причем может быть использован внутренний вентиляционный механизм для удержания канала 114 циркуляции в закрытом положении, при этом положительное давление в намотанных трубах 106 создают с использованием поверхностного насоса. В примере гидравлического разрыва пласта для интенсификации песчаного линзовидного тела размером 15 акров, содержащего газообразный углеводород, первая ступень разрыва может быть образована из следующих "подступеней": (а) 5,000 галлонов воды с 2% KCl; (б) 2,000 галлонов геля сетчатой структуры, содержащего 1 фунт на галлон расклинивающего агента; (в) 3,000 галлонов геля сетчатой структуры, содержащего 2 фунта на галлон расклинивающего агента; (г) 5,000 галлонов геля сетчатой структуры, содержащего 3 фунта на галлон расклинивающего агента; и (е) 3,000 галлонов геля сетча-

той структуры, содержащего 4 фунта на галлон расклинивающего агента, так что в первую зону вводят 35,000 фунтов расклинивающего агента.

12. Как это показано на фиг. 2С, все подступени первой операции гидравлического разрыва пласта завершают созданием первой расклинивающей трещины 232.

13. В конце первой ступени интенсификации расклинивающий агент в стволе скважины предотвращает немедленное перемещение намотанных труб и забойного оборудования; текучая среда может циркулировать через канал 114 циркуляции для промывки и очистки расклинивающего агента, что необходимо для освобождения намотанных труб и забойного оборудования для обеспечения перемещения.

14. Как это показано на фиг. 3А, намотанные трубы и забойное оборудование затем тянут в направлении вверх по стволу скважины до положения чуть выше второй снизу по глубине заданной зоны, таким образом, что второй набор зарядов 146 для перфорирования, который содержится в системе 144 перфорирования с избирательным зажиганием, располагается чуть выше второй снизу по глубине заданной зоны, причем опять точный контроль глубины получают по показаниям локатора муфтовых соединений обсадной колонны 128 и систем глубиномера намотанных труб. Действие перемещения забойного оборудования вверх по стволу скважины (до положения чуть выше второго интервала, подлежащего перфорированию) переводит механический клиновой захват в виде "непрерывного J" механизма в положение предварительной блокировки. Дополнительное циклическое изменение нагрузок от сжатия к растяжению будет возвращать механический клиновой захват в виде "непрерывного J" механизма в рабочее положение. Намотанные трубы и забойное оборудование затем опускают по стволу скважины до положения зарядов 146 для перфорирования, которые содержатся в системе 144 перфорирования с избирательным зажиганием, расположенной непосредственно напротив второй снизу по глубине заданной зоны, причем опять точный контроль глубины получают по показаниям локатора муфтовых соединений обсадной колонны 128 и систем глубиномера намотанных труб.

15. Второй набор зарядов 146 для перфорирования избирательно поджигают за счет дистанционного приведения в действие при помощи второй головки 142 избирательного зажигания, что позволяет пробить обсадную колонну 82 и цементную оболочку 84 и установить гидравлическое сообщение с формацией 86 через полученные перфорации 240, 241.

16. Как это показано на фиг. 3В, намотанные трубы могут быть перемещены вниз по стволу скважины для установки забойного оборудования на несколько футов ниже самой глубокой перфорации 241 второй заданной зоны.

Последующее перемещение забойного оборудования вверх по стволу скважины для установки канала 114 циркуляции непосредственно под самой глубокой перфорацией 241 указанной второй заданной зоны, будет переводить многократно устанавливаемые механические клиновые захваты 124 в положение предварительной блокировки, причем последующее движение вниз будет принудительно устанавливать многократно устанавливаемые механические клиновые захваты 124 в положение блокировки, за счет чего предотвращается дальнейшее движение вниз.

17. Как это показано на фиг. 3С, движение вниз вводит в зацепление многократно устанавливаемые механические клиновые захваты 124 со стенкой обсадной колонны 82, за счет чего предотвращается дальнейшее движение вниз забойного оборудования. Затем к намотанным трубам прикладывают нагрузку сжатия, причем эта нагрузка закрывает канал 114 циркуляции и верхний канал 116 выравнивания, и за счет сообщения выравнивает давления между надувным многократно устанавливаемым пакером 120 и внутренним пространством намотанных труб. Сжимающая нагрузка также блокирует канал циркуляции 114 в положении непосредственно ниже самой глубокой перфорации 241 указанной второй заданной зоны (для сведения к минимуму потенциала поступления расклинивающего агента выше надувного, многократно устанавливаемого пакера 120 и создания минимальной скорости потока расклинивающего агента за забойным оборудованием), при этом надувной многократно устанавливаемый пакер 120 расположен между первым и вторым перфорированными интервалами.

18. Дополнительную сжимающую нагрузку прикладывают к намотанным трубам и забойному оборудованию для испытания многократно устанавливаемых механических клиновых захватов 124, чтобы убедиться в том, что дополнительная направленная вниз сила не вызывает дополнительного перемещения забойного оборудования вниз по стволу скважины.

19. Как это показано на фиг. 3D, надувной многократно устанавливаемый пакер 120 приводят в действие за счет надува намотанных труб 106, при этом создается гидравлическое уплотнение выше и ниже надувного многократно устанавливаемого пакера 120. Сжимающую нагрузку продолжают прикладывать к забойному оборудованию для поддержания выравнивания давления между внутренним пространством намотанных труб и надувным многократно устанавливаемым пакером 120 для удержания закрытыми канала 114 циркуляции и верхнего канала 116 выравнивания, а также для удержания многократно устанавливаемых механических клиновых захватов 124 в положении возбуждения и блокировки. Надувной многократно устанавливаемый пакер 120 удерживается в ра-

бочем состоянии за счет поддержания давления в намотанных трубах 106 при помощи поверхностной системы накачки (следует иметь в виду, что надувной многократно устанавливаемый пакер может также удерживаться в рабочем состоянии за счет давления блокировки в его элементе, с использованием внутреннего клапана, дистанционно управляемого с поверхности при помощи средства создания сигналов, совместимого с другими компонентами забойного оборудования и другими имеющимися средствами создания сигналов).

20. Вторую ступень обработки для возбуждения трещины начинают путем накачки текучей среды вниз в кольцевое пространство между намотанными трубами 106 и эксплуатационной обсадной колонной 82 на скоростях возбуждения трещины, при одновременном поддержании сжимающей нагрузки, приложенной к забойному оборудованию, для удержания закрытыми канала 114 циркуляции и верхнего канала 116 выравнивания, причем давление намотанных труб поддерживают на уровне, достаточном для предотвращения смятия этих труб и удержания надувного многократно устанавливаемого пакера 120 в надутом состоянии, когда он служит в качестве гидравлического уплотнения между кольцевым давлением выше пакера, до, в ходе и после гидравлического разрыва пласта, и давлением уплотненного ствола скважины ниже надувного многократно устанавливаемого пакера.

21. Все подступени гидравлического разрыва пласта накачивают и оставляют только минимальный нижний проход загруженной расклинивающим агентом последней подступени в стволе скважины, таким образом, чтобы не смещать чрезмерно гидравлический разрыв. Если в ходе указанной обработки нарушается уплотнение надувного многократно устанавливаемого пакера 120, то ступень обработки может быть временно приостановлена для проверки качества уплотнения пакера выше самых высоких (самых мелких) существующих перфораций (например, перфорации 240 на фиг. 3D), после установки надувного многократно устанавливаемого пакера 120 в трубу без боковых отверстий. Если необходимо провести испытание целостности уплотнения, то желательно до проведения такого испытания осуществить операцию циркуляции и промывки для удаления из ствола скважины любого расклинивающего агента, который может присутствовать в стволе скважины. Указанную операцию циркуляции и промывки можно провести за счет открывания канала 114 циркуляции и затем накачки текучей среды для циркуляции вниз в намотанные трубы 106 для удаления расклинивающего агента из ствола скважины.

22. Как это показано на фиг. 3E, все подступени второй операции возбуждения трещины завершают созданием второй расклинивающей трещины 242.

23. После завершения второй операции возбуждения трещины и прекращения накачки текучей среды для интенсификации вниз в кольцевое пространство, образованное между намотанными трубами 106 и эксплуатационной обсадной колонной 82, небольшую растягивающую нагрузку прикладывают к трубам 106 при поддержании внутреннего давления этих труб 106. Приложенное небольшое растяжение прежде всего изолирует давление надувного многократно устанавливаемого пакера 120 от давления труб 106, за счет чего фиксируется давление в надувном многократно устанавливаемом пакере 120 и, таким образом, поддерживается герметичное уплотнение с избыточным давлением и создается существенное сопротивление осевому перемещению надувного многократно устанавливаемого пакера 120. Приложенное растяжение может затем открывать канал 114 циркуляции и канал 116 выравнивания, за счет чего давление намотанных труб 106 может быть стравлено в кольцевое пространство, образованное трубами 106 и эксплуатационной обсадной колонной 82, что одновременно позволяет давлениям выше и ниже надувного многократно устанавливаемого пакера 120 уравниваться. Поверхностная система накачки, которая создает внутреннее давление труб 106, может быть выключена после уравнивания давлений в скважине.

24. После того, как давления внутри намотанных труб 106, в кольцевом пространстве, образованном трубами 106 и эксплуатационной обсадной колонной 82, выше надувного многократно устанавливаемого пакера 120, и в кольцевом пространстве, образованном забойным оборудованием и эксплуатационной обсадной колонной 82, ниже надувного многократно устанавливаемого пакера 120 уравниваются, приложенная к трубам 106 сжимающая нагрузка закрывает канал 114 циркуляции и верхний канал 116 выравнивания, до передачи внутреннего давления из пакера 120 в трубы 106. Этот выпуск внутреннего давления из пакера 120 позволяет отводить пакер 120 от стенки эксплуатационной обсадной колонны, как это показано на фиг. 3F, при отсутствии внешнего перепада давления, приложенного к пакеру 120, который мог бы создавать усилия и перемещения, которые могут повреждать намотанные трубы 106 или забойное оборудование.

25. Сразу после возврата в исходное состояние надувного многократно устанавливаемого пакера 120, как это показано на фиг. 3F, растяжение, приложенное к намотанным трубам и забойному оборудованию, может выключать многократно устанавливаемые механические клиновые захваты 124, что позволяет забойному оборудованию свободно перемещаться, так что забойное оборудование может быть установлено выше в стволе скважины.

26. Если в конце второй ступени интенсификации остающийся в стволе скважины расклинивающий агент не позволяет производить немедленное перемещение намотанных труб и забойного оборудования, то может быть проведена циркуляция текучей среды через канал 114 циркуляции для промывки и очистки от расклинивающего агента, чтобы освободить намотанные трубы и забойное оборудование и позволить произвести перемещение забойного оборудования вверх после освобождения надувного многократно устанавливаемого пакера.

27. Описанный выше процесс повторяют до тех пор, пока не будет проведено индивидуальное возбуждение всех планируемых зон (на фиг. 3А-3F показано забойное оборудование, разработанное для возбуждения трех зон).

28. После завершения процесса интенсификации забойное оборудование возвращают в рабочее положение и блок намотанных труб и забойное оборудование извлекают из ствола скважины.

29. После возбуждения всех желательных заданных зон может быть немедленно начата добыча из скважины.

30. Если желательно произвести возбуждение дополнительных зон, то барабан намотанных труб может быть соединен со слегка измененным забойным оборудованием, как это показано на фиг. 4А. В этой системе единственным изменением описанного выше предпочтительного варианта забойного оборудования является добавка механической пробки 164 набора для избирательного зажигания или пакер-пробки 164 набора для избирательного зажигания, установленных ниже самого нижнего блока перфорации с избирательным зажиганием, как это показано на фиг. 4А. Обычно в качестве механической пробки 164 набора для избирательного зажигания может быть использована пакер-пробка или перегородка трещины. Перегородка трещины обычно является предпочтительной, если хотят одновременно отделить полученные зоны при помощи пробки непосредственно после операции интенсификации.

31. Показанное на фиг. 4А модифицированное забойное оборудование содержит систему перфорирования с избирательным зажиганием (на фиг. 4А показана система перфорирования, которая содержит стреляющие перфораторы 174, 184, 194, объединенные с зарядами 176, 186, 196, и с головками 172, 182, 192 избирательного зажигания), локатор 128 муфтовых соединений обсадной колонны, каналы 114, 116, 122 гидросистемы, надувной многократно устанавливаемый пакер 120, многократно устанавливаемый механический осевой клиновой захват 124 и пакер-пробку 164 избирательного зажигания, устанавливаемую при помощи головки 162 избирательного зажигания. Модифицированное забойное оборудование вводят в скважину при помощи лубрикатора и головки

инжектора намотанных труб, подвешенной при помощи крана или буровой вышки над устьем скважины.

32. Намотанные трубы и забойное оборудование вводят в скважину, выбирая глубину при помощи локатора муфтовых соединений.

33. Как это показано на фиг. 4А, намотанные трубы и модифицированное забойное оборудование вводят в ствол скважины таким образом, чтобы произвести установку механической пробки 164 избирательного зажигания в положение над последней ранее возбужденной зоной 252.

34. Как это показано на фиг. 4В, головку 162 избирательного зажигания поджигают для установки механической пробки 164 избирательного зажигания в положение над последней ранее возбужденной зоной 252.

35. После приведения в действие головки 162 избирательного зажигания пакер-пробки для установки пакер-пробки 164 избирательного зажигания намотанные трубы и модифицированное забойное оборудование затем поднимают в такое местоположение в стволе скважины, в котором первый (самый нижний) набор зарядов 176 для перфорирования, который содержится в системе перфорирования с избирательным зажиганием, расположен непосредственно напротив следующей подлежащей перфорированию самой нижней заданной зоны, причем точный контроль глубины может быть получен по показаниям локатора 128 муфтовых соединений обсадной колонны и систем глубиномера намотанных труб, предусмотренных в поверхностном оборудовании. Действие перемещения забойного оборудования вверх в местоположение первого перфорированного интервала переводит механические клиновые захваты в положение блокировки, причем дополнительное циклическое изменение осевой нагрузки намотанных труб от сжатия к растяжению и наоборот будет возвращать многократно устанавливаемые механические клиновые захваты в рабочее положение.

36. Как это показано на фиг. 4В, первый набор зарядов 176 для перфорирования в модифицированном забойном оборудовании избирательно поджигают за счет дистанционного приведения в действие при помощи второй головки 172 избирательного зажигания, при этом пробивают обсадную колонну 82 и цементную оболочку 84 и получают перфорации 270, 271, через которые устанавливают гидравлическое сообщение с формацией 86.

37. Если имеется недостаточный промежуток между ранее выполненными перфорациями 250, 251 и местоположением следующего набора перфораций 270, 271, не позволяющий произвести надлежащую установку забойного оборудования для перфорирования, изоляции и интенсификации следующего набора перфораций 270, то пакер-пробка 164 избирательного зажи-

гания может быть установлена ниже последних ранее возбужденных перфораций 250, 251, причем надувной многократно устанавливаемый пакер 120 может быть использован в ходе первой операции интенсификации для изоляции самых верхних перфораций 270, 271 от ранее возбужденных перфораций 250, 251.

38. Описанный выше процесс повторяют до тех пор, пока не будет проведено индивидуальное возбуждение всех планируемых зон (на фиг. 4А-4F показано забойное оборудование, разработанное для возбуждения трех дополнительных зон).

Специалисты легко поймут, что преимущественным способом подвески, когда используют текучую среду с расклинивающим агентом, являются обычные составные трубы или намотанные трубы, преимущественно с одним или несколькими каналами циркуляции, позволяющими легко выводить из ствола скважины остаток расклинивающего агента. Однако для таких видов обработки, как кислотный разрыв пласта или кислотная обработка материнской породы, такая возможность может не потребоваться, причем они легко могут быть осуществлены с системой развертывания с использованием кабеля, такой как линия тонкой взвеси или проводная линия связи, или с использованием скважинной тракторной системы.

Специалисты легко поймут, что в зависимости от задач конкретной технологической операции могут быть использованы различные системы накачки, в том числе: (а) накачка вниз в кольцевое пространство, образованное между кабелем или трубами (если в способе развертывания используют кабель или трубы) и стенкой обсадной колонны; (б) накачка вниз во внутреннее пространство намотанных труб или составных труб, если в способе подвески предусмотрено использование намотанных труб или составных труб, и чрезмерное трение и эрозия за счет расклинивающего агента не создают проблем для скважины рассматриваемой глубины; (в) одновременная накачка вниз в кольцевое пространство, образованное между трубами (если в способе развертывания используют трубы) и стенкой обсадной колонны, и во внутреннее пространство труб, если чрезмерное трение и эрозия за счет расклинивающего агента не создают проблем для скважины рассматриваемой глубины.

На фиг. 5 показан второй вариант осуществления изобретения, в котором намотанные трубы используют в качестве средства развертывания, причем чрезмерное трение и использование расклинивающего агента не вызывают беспокойства, или же расклинивающий агент не накачивают в ходе технологической операции. На фиг. 5 показано, что намотанные трубы 106 используют для подвески забойного оборудования и его компонентов. В этом варианте производят обработку индивидуальных зон в после-

довательности от самых мелких местоположений в стволе скважины до самых глубоких местоположений в стволе скважины. В показанном на фиг. 5 варианте канал 114 циркуляции расположен ниже пакера 120, так что текучая среда для обработки пласта может быть накачена вниз во внутреннее пространство намотанных труб 106, а затем может выходить через канал 114 циркуляции и нагнетаться для входа в заданные перфорации. В качестве примера функционирования на фиг. 5 показано, что пакер 120 может быть приведен в действие и установлен ниже перфораций 241, которые объединены с предыдущей зоной гидравлического разрыва 242 пласта. Надувной многократно устанавливаемый пакер 120 обеспечивает такую гидравлическую изоляцию, что при последующей накачке текучей среды для обработки пласта вниз в намотанные трубы 106 текучая среда для обработки принудительно нагнетается для входа в ранее выполненные перфорации 230, 231 и создает новые гидравлические разрывы 232. Операции затем продолжают и повторяют соответствующим образом для желательного числа зон формации и интервалов.

На фиг. 6 показан третий вариант осуществления изобретения, в котором намотанные трубы используют в качестве средства развертывания, причем чрезмерное трение и использование расклинивающего агента не вызывают беспокойства, или же расклинивающий агент не накачивают в ходе технологической операции. На фиг. 6 показано, что намотанные трубы 106 используют для подвески забойного оборудования и его компонентов. В этом варианте обработку индивидуальных зон можно производить в любом порядке. В этом варианте, как это показано на фиг. 6, используют надувной механизм уплотнения с охватывающим с двух сторон пакером 125 в качестве многократно устанавливаемого механизма уплотнения, причем канал 114 циркуляции теперь расположен между верхним надувным элементом 121 уплотнения и нижним надувным элементом 123 уплотнения. После приведения в действие верхнего надувного элемента 121 уплотнения и нижнего надувного элемента 123 уплотнения, текучая среда для обработки пласта может быть накачена вниз во внутреннее пространство намотанных труб 106, а затем может выходить через канал 114 циркуляции и нагнетаться для входа в заданные перфорации. В качестве примера функционирования на фиг. 6 показано, что верхний надувной элемент 121 уплотнения и нижний надувной элемент 123 уплотнения приведены в действие и установлены напротив перфораций 241, которые объединены со следующей зоной, подлежащей разрыву. Надувной многократно устанавливаемый пакер 120 обеспечивает такую гидравлическую изоляцию, что при последующей накачке текучей среды для обработки пласта вниз в намотанные трубы 106, текучая среда

для обработки принудительно нагнетается для входа в ранее выполненные перфорации 240, 241 и создает новые гидравлические разрывы 242. Операции затем продолжают и повторяют соответствующим образом для желательного числа зон формации и интервалов.

На фиг. 7 показан четвертый вариант осуществления изобретения, в котором проводная линия 102 связи использована в качестве средства развертывания для подвески забойного оборудования и его компонентов. В этом варианте производят обработку индивидуальных зон в последовательности от самых глубоких местоположений в стволе скважины до самых мелких местоположений в стволе скважины. В этом варианте, как это показано на фиг. 7, текучая среда для обработки пласта может быть нагнана вниз в кольцевое пространство между проводной линией 102 связи и стенкой эксплуатационной обсадной колонны 82, а затем может принудительно нагнетаться для входа в заданные перфорации. В этом варианте надувной многократно устанавливаемый пакер 120 содержит также внутреннюю электрическую насосную систему 117, снабжаемую электрической энергией, передаваемой в скважину по проводной линии связи, которая позволяет надувать или спускать (откачивать) надувной многократно устанавливаемый пакер 120 с использованием текучей среды ствола скважины. На фиг. 7 показано, что пакер 120 может быть приведен в действие и установлен ниже перфораций 241, которые объединены со следующей зоной гидравлического разрыва. Пакер 120 обеспечивает такую гидравлическую изоляцию, что при последующей накачке текучей среды для обработки пласта вниз в кольцевое пространство между проводной линией 102 связи и эксплуатационной обсадной колонной 82 текучая среда для обработки принудительно нагнетается для входа в перфорации 240, 241 и создает новые гидравлические разрывы 242. Операции затем продолжают и повторяют соответствующим образом для желательного числа зон формации и интервалов.

Пятый вариант осуществления изобретения предусматривает развертывание дополнительной колонны насосно-компрессорных труб или кабелей, далее именуемых как "составные шланги", внутри и/или снаружи от намотанных труб (или составных труб). Как это показано на фиг. 8А и 8В, трубный составной шланг 104 расположен внутри намотанных труб 106. В этом варианте трубный составной шланг 104 соединен с многократно устанавливаемым механизмом 120 уплотнения, причем в этом варианте многократно устанавливаемый механизм 120 уплотнения может быть приведен в действие за счет гидравлического давления, передаваемого через составной шланг 104. Вообще говоря, множество составных шлангов могут быть развернуты внутри намотанных труб и/или

в кольцевом пространстве между намотанными трубами и эксплуатационной обсадной колонной. Вообще говоря, составные шланги могут быть использованы для выполнения множества различных операций, в том числе (но без ограничения) для создания (а) гидравлического сообщения для приведения в действие индивидуальных компонентов забойного оборудования, в том числе (но без ограничения) механизма уплотнения и/или устройства для перфорирования; (б) трубопроводов для накачки в скважину или для циркуляции дополнительной текучей среды; (в) для сбора данных от скважинных измерительных устройств. Следует иметь в виду, что, как это показано на фиг. 8А, забойное оборудование также содержит центраторы 201, 203, 205, которые используют для удержания забойного оборудования по центру в стволе скважины, когда его компоненты находятся в рабочем положении.

Использование составного шланга (составных шлангов) может позволить производить гидравлическое зацепление и/или расцепление многократно устанавливаемого механического механизма уплотнения независимо от величины гидравлического давления внутри намотанных труб. Это затем позволяет расширить способ для использования многократно устанавливаемых механических механизмов уплотнения, требующих независимого гидравлического приведения в действие для выполнения операций. Устройства для перфорирования, в которых требуется гидравлическое давление для избирательного зажигания, могут быть приведены в действие при помощи составного шланга. Это затем может позволить использовать проводную линию связи, если она развернута вместе с намотанными трубами и забойным оборудованием, в качестве канала или каналов передачи электрических сигналов, что может быть желательно для сбора данных от средств измерений, установленных в забойном оборудовании; или для приведения в действие других компонентов забойного оборудования, например, электрических скважинных приводных двигателей, которые могут создавать вращение или вращающий момент для компонентов забойного оборудования. Альтернативно, составной шланг может быть использован для включения гидравлического двигателя, предназначенного для приведения в действие различных скважинных компонентов (например, гидравлического двигателя для включения и выключения многократно устанавливаемого механизма уплотнения).

Использование составного шланга (составных шлангов) может позволить производить накачку в скважину или циркуляцию любой текучей среды во множество местоположений, желательных в соответствии с точным контролем. Например, для уменьшения осаждения расклинивающего агента на механизме уплотнения в ходе гидравлического расклинивающего раз-

рыва пласта, может быть использован составной шланг (составные шланги), который позволяет проводить непрерывную или периодическую промывку и циркуляцию для предотвращения накопления расклинивающего агента на механизме уплотнения. Например, один составной шланг может проходить непосредственно над многократно устанавливаемым механическим механизмом уплотнения, в то время как другой составной шланг может проходить непосредственно под многократно устанавливаемым механическим механизмом уплотнения. Затем, по желанию, текучая среда (например, азот) может быть введена в скважину для циркуляции в каждом или в обоих местоположениях, для промывки расклинивающего агента из области, окружающей механизм уплотнения, что снижает потенциальную опасность застревания забойного оборудования в результате накопления расклинивающего агента. В случае циркуляции текучей среды следует выбирать размер составного шланга и тип текучей среды для обеспечения желательной скорости, чтобы течение текучей среды не тормозилось трением в составном шланге.

В дополнение к составным шлангам, образованным колонной насосно-компрессорных труб, которые обеспечивают гидравлическую связь в скважине, в качестве средства передачи сигналов для приведения в действие компонентов забойного оборудования (или в качестве возможного средства передачи сигналов для регистрации на поверхности данных от скважинных датчиков), в стволе скважины могут быть развернуты одна или несколько проводных линий связи или один или несколько волоконно-оптических кабелей для создания электрической или электрооптической связи в скважине, в качестве средства передачи сигналов для приведения в действие компонентов забойного оборудования (или в качестве возможного средства передачи сигналов для регистрации на поверхности данных от скважинных датчиков).

На фиг. 9 показан шестой вариант осуществления изобретения, в котором тракторная система, которая содержит верхний тракторный узел 131 привода и нижний тракторный узел 133 привода, соединена с забойным оборудованием и используется для развертывания и выбора положения этого оборудования в стволе скважины. В этом варианте производят обработку индивидуальных зон в последовательности от самых глубоких местоположений в стволе скважины до самых мелких местоположений в стволе скважины. В этом варианте забойное оборудование содержит также внутреннюю электрическую насосную систему 117, снабжаемую электрической энергией, передаваемой в скважину по проводной линии связи 102, которая позволяет надувать или спускать (откачивать) надувной многократно устанавливаемый пакер 120 с использованием текучей среды

ствола скважины. В этом варианте текучую среду для обработки пласта накачивают вниз в кольцевое пространство между проводной линией связи 102 и стенкой эксплуатационной обсадной колонны 82, и принудительно нагнетают в заданные перфорации. На фиг. 9 показано, что надувной многократно устанавливаемый пакер 120 может быть приведен в действие и установлен ниже перфораций 241, которые объединены со следующей зоной разрыва пласта. Надувной многократно устанавливаемый пакер 120 обеспечивает такую гидравлическую изоляцию, что когда текучую среду для обработки пласта затем накачивают вниз в кольцевое пространство между проводной линией связи 102 и эксплуатационной обсадной колонной 82, текучая среда для обработки принудительно поступает в перфорации 240, 241 и создает новые гидравлические разрывы 242. Операции затем продолжают и повторяют соответствующим образом для желательного числа зон формации и интервалов.

В качестве альтернативы этого шестого варианта, тракторная система может быть самоходной, управляемой при помощи бортовых компьютерных систем, причем она может содержать бортовые системы обработки сигналов, так что нет необходимости в использовании кабеля или труб для выбора положения, для управления и/или приведения в действие тракторной системы. Более того, управление различными компонентами забойного оборудования также может производиться при помощи бортовых компьютерных систем, причем эти компоненты могут содержать бортовые системы обработки сигналов, так что нет необходимости в использовании кабеля или труб для управления и/или приведения в действие указанных компонентов. Например, тракторная система и/или компоненты забойного оборудования могут иметь бортовые источники энергии (например, батареи), компьютерные системы, а также системы передачи и приема данных, так что трактор и компоненты забойного оборудования могут управляться дистанционно с поверхности при помощи выносных систем обработки сигналов, или, альтернативно, различные бортовые компьютерные системы могут быть предварительно запрограммированы на поверхности для осуществления желательной последовательности операций при развертывании в стволе скважины.

В соответствии с седьмым вариантом настоящего изобретения, струи абразивной (или эрозионной) текучей среды используют в качестве средства для перфорирования ствола скважины. Струйное нагнетание абразивной (или эрозионной) текучей среды является обычным методом, широко используемым при добыче нефти для резки и перфорирования скважинных колонн насосно-компрессорных труб или других компонентов ствола скважины и устья

скважины. Использование намотанных труб или составных труб в качестве средства подвески забойного оборудования создает трубопровод развертывания системы резки струёй абразивной текучей среды. Для этого забойное оборудование включает струйный инструмент. Струйный инструмент позволяет производить нагнетание в скважину абразивной (или эрозионной) текучей среды или суспензии под высоким давлением и с высокой скоростью, через трубы и через форсунки. Абразивная (или эрозионная) текучая среда разрезает стенку эксплуатационной обсадной колонны, цементную оболочку и проникает в формацию, обеспечивая путь движения текучих сред для сообщения с формацией. Случайное распределение отверстий и щелей может быть получено с использованием струйного инструмента по всему интервалу закачивания в ходе операции интенсификации. Обычно абразивная (или эрозионная) резка текучей средой и перфорирование могут быть легко осуществлены в широком диапазоне условий накачки, с использованием самых различных текучих сред (вода, гель, масла и комбинация жидкости с газом) и с использованием самых различных твердых материалов (песок, керамические материалы, и т.п.), если требуется применение абразивных твердых материалов для специфического перфорирования ствола скважины.

Струйный инструмент позволяет заменить обычную систему перфорирования с избирательным зажиганием, примененную в предыдущих шести вариантах. Так как этот струйный инструмент имеет длину ориентировочно от одного до четырех футов, то требования к высоте поверхностной системы смазки (системы лубрикатора) существенно снижаются (которая может иметь высоту до 60 футов или больше) по сравнению с требованиями к высоте при использовании обычных блоков перфорирования с избирательным зажиганием в качестве устройства для перфорирования. Снижение требований к высоте поверхностной системы смазки обеспечивает множество выгод, в том числе снижение себестоимости и сокращение операционного времени.

На фиг. 10 показан более подробно седьмой вариант осуществления изобретения, в котором струйный инструмент 310 используют в качестве устройства для перфорирования, а составные трубы 302 используют для подвески забойного оборудования в стволе скважины. В этом варианте механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер 316 используют в качестве многократно устанавливаемого устройства уплотнения; механический локатор 318 муфтовых соединений обсадной колонны используют для контроля глубины забойного оборудования и для выбора его положения; переходник однонаправленного запорного вентиля с полным открыванием от-

кидного типа 304 используют для предотвращения протекания текучей среды вверх по составным трубам 302; переходник 306 узла пробки со срезной шпилькой и ловильной шейкой используют в качестве предохранительного устройства освобождения; переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания используют для обеспечения циркуляции текучей среды и для выравнивания давлений выше и ниже механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 при некоторых обстоятельствах переходник 314 однонаправленного запорного шарового вентиля используют для того, чтобы текучая среда могла протекать вверх из пространства снизу от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 только через переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания.

Струйный инструмент 310 содержит струйные каналы 312, которые используют для ускорения и направления абразивной текучей среды, накаченной вниз в составные трубы 302, так что эксплуатационная обсадная колонна 82 испытывает прямой удар струи. В этой конфигурации механический локатор 318 муфтовых соединений обсадной колонны соединен соответствующим образом с механическим, устанавливаемым за счет сжатия, многократно устанавливаемым пакером 316, таким образом, чтобы позволить текучей среде протекать вверх из пространства снизу от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316, к переходнику 308 канала циркуляции и канала выравнивания. Площадь поперечного сечения трубопроводов гидросистемы, которые имеются внутри переходника 308 канала циркуляции и канала выравнивания, выбрана таким образом, чтобы она превышала поперечное сечение струйных каналов 312, так что большая часть потока внутри составных труб 302 или забойного оборудования преимущественно течет через переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания, а не через струйные каналы 312, когда переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания находится в открытом положении. Переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания открывается и закрывается за счет перемещения вверх и вниз составной трубы 302.

В этом варианте составные трубы 302 преимущественно используют совместно с механическим, устанавливаемым за счет сжатия, многократно устанавливаемым пакером 316, так как механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер 316 может быть легко приведен в действие и выключен (дезактивирован) за счет вертикального перемещения и/или вращения, приложенного через составные трубы 302. Вертикальное перемещение и/или вращение прикладывают через составные трубы 302 при помощи блока для пода-

чи труб в скважину с высоким давлением на устье, предусмотренного в небольшой передвижной установке для заканчивания пробуренной скважины, с использованием блока силового вертлюга, которые используют в качестве поверхностных средств для соединения, установки в ствол скважины и удаления из ствола скважины составных труб 302. Следует иметь в виду, что поверхностное оборудование, методы и процедуры, связанные с использованием блока для подачи труб в скважину с высоким давлением на устье, предусмотренного в небольшой передвижной установке для заканчивания пробуренной скважины и с использованием блока силового вертлюга, являются обычными и хорошо известны специалистам в области соединения, установки в ствол скважины под давлением и удаления из ствола скважины под давлением составных труб. Альтернативно, использование небольшой передвижной установки для заканчивания пробуренной скважины с блоком силового вертлюга и с головкой для демонтажа вместо блока для подачи труб в скважину с высоким давлением на устье, также позволяет производить соединение, установку в ствол скважины под давлением и удаление из ствола скважины под давлением составных труб; это также является обычным и хорошо известно специалистам в области соединения, установки в ствол скважины под давлением и удаления из ствола скважины под давлением составных труб. Следует также иметь в виду, что поверхностное оборудование включает в себя соответствующие манифольды, трубы и вентили, которые позволяют производить течение между всеми соответствующими поверхностными компонентами и техническими средствами и стволом скважины, в том числе (но без ограничения) через составные трубы, кольцевое пространство между составными трубами и эксплуатационной обсадной колонной, через насосы, резервуары для текучей среды и колодцы обратного течения.

Так как механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер приводят в действие за счет вертикального перемещения и/или вращения составных труб 302, то текучая среда может быть накачена вниз в составные трубы 302 без использования дополнительных клапанов управления и/или изолирующих клапанов, которые могли бы потребоваться в случае использования надувного пакера в качестве многократно устанавливаемого устройства уплотнения. В этом случае внутреннее пространство составных труб 302 используют для образования независимого трубопровода между поверхностью и струйным инструментом 310, через который абразивная текучая среда может быть накачена вниз через составные трубы 302 к струйному инструменту 310. Струйные каналы 312, предусмотренные на струйном инструменте 310, создают струю аб-

разивной текучей среды, имеющей высокую скорость, которую направляют для перфорирования эксплуатационной обсадной колонны 82 и цементной оболочки 84, чтобы установить гидравлическую связь с формацией 86.

На фиг. 10 показан струйный инструмент 310, который используют для создания перфораций 320, ведущих в первый предназначенный для обработки интервал формации, который возбуждают при помощи гидравлических разрывов 322. На фиг. 10 также показан струйный инструмент 310, который был переустановлен в стволе скважины и который используют для создания перфораций 324 во втором обрабатываемом интервале формации, причем механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер 316 может быть приведен в действие для обеспечения гидравлического уплотнения в стволе скважины ранее использования перфораций 324 во второй ступени многоступенчатого гидравлического расклинивающего разрыва пласта.

Следует иметь в виду, что струйные каналы 312 могут быть расположены на расстоянии ориентировочно от шести дюймов до одного фута от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316, так что после проведения второй расклинивающей ступени разрыва пласта, сверху от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 может накапливаться создающий озабоченность расклинивающий агент; в этом случае не абразивная и не эрозионная текучая среда может быть накачена вниз в составные трубы 302 и может поступать через струйные каналы 312 и/или через переходник 308 канала циркуляции и канала выравнивания для удаления расклинивающего агента сверху от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316. Более того, струйный инструмент 310 может быть приведен во вращение (когда механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер 316 не приведен в действие) с использованием составных труб 302, которые могут быть приведены во вращение при помощи поверхностного силового вертлюга, для дополнительного содействия удалению расклинивающего агента сверху от механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316. Так как перфорации создают с использованием струи текучей среды, то задиры перфораций не образуются. Так как отсутствуют задиры перфораций, которые потенциально являются источником дополнительного износа эластомеров механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316, то долговечность механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 может быть повышена по сравнению с теми ви-

дами применения, в которых могут существовать задиры перфораций.

Следует также иметь в виду, что регулирование потока обеспечивается при помощи переходника 314 однонаправленного запорного шарового вентиля, причем переходник 304 однонаправленного запорного вентиля с полным открыванием откидного типа используют только для выравнивания давлений выше и ниже механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316, когда давление ниже механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 превышает давление выше механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316. В тех случаях, когда давление выше механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 превышает давление ниже механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316, то давление выше механического, устанавливаемого за счет сжатия, многократно устанавливаемого пакера 316 легко может быть снижено за счет проведения контролируемого обратного течения в только что возбужденной зоне, с использованием кольцевого пространства между составными трубами 302 и эксплуатационной обсадной колонной 82, или за счет циркуляции текучей среды с более низкой плотностью (например, азота) вниз через составные трубы 302 и вверх в кольцевое пространство между составными трубами 302 и эксплуатационной обсадной колонной 82.

Использование переходника 304 однонаправленного запорного вентиля с полным открыванием откидного типа является предпочтительным, так как его конструкция позволяет производить накачку без ограничения (свободную накачку) абразивной (или эрозионной) текучей среды в скважину, а также позволяет проходить контрольным шарикам, которые, в зависимости от специфических деталей индивидуальных компонентов забойного оборудования, могут падать с поверхности в поток текучей среды для управления или в гидросистему индивидуальных компонентов забойного оборудования, или обеспечивать безопасное освобождение этого оборудования. В зависимости от специфической конструкции инструмента могут быть использованы различные конфигурации для обеспечения функциональных возможностей клапанов управления потоком (фонтанных задвижек), описанных в этом варианте.

В качестве альтернативы указанного седьмого варианта может быть использован переходник, который содержит штуцер (ниппель), позволяющий производить подвеску или удержание других измерительных устройств или компонентов забойного оборудования. Этот штуцер, например, может удерживать обычный локатор муфтовых соединений обсадной колон-

ны и инструмент с гамма-лучами, который развернут при помощи проводной линии связи и установлен в штуцере, и который может быть использован для дополнительной диагностики положения забойного оборудования и местоположения представляющих интерес интервалов формации. Дополнительно могут быть развернуты различные абразивные струйные инструменты как часть забойного оборудования для управления характеристиками прорезания перфораций, такими как размер отверстия (щели) и скорость резки, позволяющие использовать различные абразивные материалы и/или обеспечить резервирование системы в случае преждевременного отказа компонентов.

Специалисты легко поймут, что в забойном оборудовании может быть использовано множество различных компонентов. Забойное оборудование может иметь такую конфигурацию, которая содержит средства измерения параметров резервуара, текучей среды и ствола скважины, которые считают желательными для данного применения. Например, датчики температуры и давления могут быть использованы для измерения температуры и давления скважинной текучей среды в ходе обработки; денсиметр может быть использован для измерения эффективной плотности скважинной текучей среды (что особенно полезно для определения распределения в скважине и нахождения местоположения расклинивающего агента в ходе гидравлического расклинивающего разрыва пласта); и радиоактивная система обнаружения (например, системы измерения с гамма-лучами или с нейтронами) может быть использована для локализации несущих углеводород зон или же для идентификации или локализации радиоактивного материала в стволе скважины или в формации.

В зависимости от наличия специфических компонентов забойного оборудования и от того, создает ли устройство для перфорирования перфорационные отверстия с задирами, которые могут повредить механизм уплотнения, забойное оборудование может иметь инструмент для удаления задиры перфораций, позволяющий шабрить и удалять задиры перфораций со стенки обсадной колонны.

В зависимости от наличия специфических компонентов забойного оборудования и от того, может ли происходить чрезмерный износ компонентов забойного оборудования, если оно движется в контакте со стенкой обсадной колонны, в забойном оборудовании могут быть использованы переходники центриатора для механического выбора положения забойного оборудования и исключения или снижения опасности его повреждения при движении в контакте со стенкой обсадной колонны.

В зависимости от наличия специфических компонентов забойного оборудования и от того, могут ли заряды для перфорирования создавать

сильные ударные волны и вызывать вредные вибрации при их зажигании, забойное оборудование может содержать переходники демпфирования вибраций и ударов, которые устраняют или сводят к минимуму вредное действие на параметры системы за счет детонации заряда для перфорирования.

В зависимости от использованной системы развертывания и от задач конкретной технологической операции, устройства для перфорирования и любые другие желательные компоненты забойного оборудования могут быть установлены выше или ниже многократно устанавливаемого механизма уплотнения, и в желательном порядке друг относительно друга. Сама система развертывания, вне зависимости от того, выполнена ли она в виде проводной линии связи, электропровода, намотанных труб, обычных составных труб или скважинного трактора, может быть использована для передачи сигналов для приведения в действие механизма уплотнения и/или устройства для перфорирования. Также возможно производить подвеску таких средств передачи сигналов внутри обычных составных труб или намотанных труб, которые используют для подвески собственно устройства уплотнения и устройства для перфорирования. Альтернативно, средства передачи сигналов, вне зависимости от того, являются ли они электрическими, гидравлическими или иными средствами, могут проходить через канал, расположенный вне средства подвески, или даже расположенный в одном или нескольких отдельных витках намотанных труб или обычных составных труб.

В случае использования имеющих высокую вязкость текучих сред в скважинах с глубиной ориентировочно более 8,000 футов, множество существенных технологических и экономических преимуществ могут быть получены за счет применения настоящего изобретения. Снижение фрикционного давления позволяет производить гидроразрыв в более глубоких скважинах и снижает требования к специальным составам текучей среды для гидроразрыва. Снижение или устранение фрикционного давления происходит потому, что текучая среда с высокой вязкостью может быть накачена вниз в кольцевое пространство между намотанными трубами или другими средствами подвески и эксплуатационной обсадной колонной. Так как происходит снижение фрикционного давления по сравнению с системами накачки текучей среды с высокой вязкостью вниз во внутреннее пространство намотанных труб, то существенно увеличиваются глубины скважин, в которых может быть использована такая технология. Например, в случае развертывания намотанных труб 1-1/2 дюйма в обсадной колонне 17 фунтов на фут с внешним диаметром 5-1/2 дюйма, эффективное поперечное сечение потока ориентировочно эквивалентно обсадной колонне с

внешним диаметром 5 дюймов. При указанных эффективных поперечных сечениях потока гидроразрыв может проводиться в скважинах глубиной до 20,000 футов и глубже, причем могут быть достигнуты более высокие скорости нагнетания (например, ориентировочно от 10 до 30 баррелей в минуту или больше) для эффективного транспортирования расклинивающего агента и для гидравлического разрыва пласта с использованием текучих сред с высокой вязкостью.

Так как кольцевое пространство обычно может иметь более значительную эквивалентную площадь сечения потока, то может быть использована обычная текучая среда для разрыва пласта вместо специальной текучей среды с низкой вязкостью (такой, как текучая среда Dockwell-Schlumberger's ClearFrac™), которую используют для снижения фрикционного падения давления через намотанные трубы. Использование технологии с обычной текучей средой для разрыва пласта позволяет производить обработку формаций при температурах выше 250°F, выше которой имеющиеся в настоящее время дорогие специальные текучие среды могут начать деградировать.

В качестве механизма уплотнения могут быть использованы: надувное устройство; механический, устанавливаемый за счет сжатия, многократно устанавливаемый пакер; механический, устанавливаемый за счет сжатия, охватывающий с двух сторон пакер; устройства уплотнения пробочного типа, а также любые другие альтернативные устройства, которые могут быть развернуты при помощи средства подвески и обеспечивают многократно устанавливаемое гидравлическое уплотнение или выполняют эквивалентную функцию. Существуют как надувные, так и устанавливаемые за счет сжатия устройства, которые обеспечивают такой радиальный зазор между элементами уплотнения и стенкой обсадной колонны (например, ориентировочно от 0,25 до 1 дюйма для надувных устройств и 0,1-0,2 дюйма для устанавливаемых за счет сжатия устройств), что износ элементов уплотнения существенно снижается или совсем исключается. В соответствии с предпочтительным вариантом осуществления настоящего изобретения, существует достаточный зазор между механизмом уплотнения в его не рабочем состоянии и стенкой обсадной колонны, который позволяет производить быстрое перемещение ввода в ствол скважины и вывода из него, без существенного повреждения механизма уплотнения или без управления давлением, связанного с пульсациями давления или со свабированием скважины в результате перемещения инструмента. Увеличенный зазор между поверхностью уплотнения и стенкой обсадной колонны (когда механизм уплотнения не приведен в действие) позволяет также производить ввод в скважину и вывод из нее намотанных труб и

забойного оборудования на существенно более высоких скоростях, чем это возможно при использовании имеющихся в настоящее время систем с намотанными трубами. Кроме того, для сведения к минимуму возможности нежелательного износа, в соответствии с предпочтительным вариантом устройство для перфорирования позволяет производить такое перфорирование стенки обсадной колонны, при котором получают относительно гладкую кромку перфорационного отверстия. Альтернативно, механический, многократно устанавливаемый механизм уплотнения может не создавать идеальное гидравлическое уплотнение и может, например, оставлять небольшой зазор по периметру устройства. Размер такого небольшого зазора может быть выбран таким образом, чтобы создавать механизм уплотнения (если это нужно), когда расклинивающий агент замыкает этот зазор, и устранять уплотнение (если это нужно) за счет циркуляции текучей среды. Более того, в зависимости от специфического вида применения, возможно проведение экономически выгодных работ по интенсификации пласта, даже если не получено идеальное гидравлическое уплотнение при помощи механического, многократно устанавливаемого механизма уплотнения.

Так как устройство для перфорирования разворачивают одновременно с многократно устанавливаемым механизмом уплотнения, контроль глубины всех компонентов может быть проведен в одно и то же время (одновременно), с использованием одного и того же стандарта измерения. Это исключает проблемы контроля глубины, которые присущи существующим способам, когда операции перфорирования и операции интенсификации проводят с использованием двух различных систем измерения в разное время и при различных перемещениях в стволе скважины. Весьма точный контроль глубины может быть достигнут за счет использования локатора муфтовых соединений обсадной колонны, который используют в предпочтительном способе контроля глубины.

Высота каждого из индивидуальных перфорированных заданных интервалов в соответствии с настоящим изобретением не ограничена, что контрастирует со случаем известных ранее систем с намотанными трубами и с использованием охватывающего с двух сторон пакера, в которых высота перфорированного интервала ограничена 15-30 футами.

Так как использование постоянных пакер-пробок не является обязательным, исключается повышение себестоимости и повышение рисков в стволе скважины, связанных с операциями высверливания пакер-пробок.

При использовании намотанных труб в качестве средства развертывания существует возможность применения колонны намотанных труб, используемых для проведения операции

интенсификации, в качестве подвешенной в устье скважины эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб, что приводит к существенному снижению себестоимости за счет устранения необходимости мобилизации (перемещения) буровой установки в местоположение скважины для установки обычной эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб, состоящей из составных труб.

Контролирование последовательности подлежащих обработке зон позволяет оптимизировать индивидуальные ступени обработки на основании характеристик каждой индивидуальной зоны. Более того, существенно снижается вероятность не оптимальной интенсификации за счет одновременной обработки множества зон, если иметь только один открытый набор перфораций для каждой ступени обработки. Например, в случае гидравлического разрыва пласта, настоящее изобретение позволяет свести к минимуму вероятность чрезмерной промывки или недостаточного введения расклинивающего агента в трещину. Кроме того, в случае возникновения проблемы, приводящей к необходимости прекращения обработки, подлежащие возбуждению зоны в верхней части скважины не подвергаются риску, так как они еще не перфорированы. Это контрастирует с обычными способами интенсификации с применением уплотняющего шарика или намотанных труб, в которых все перфорации должны быть пробиты ранее проведения интенсификации. В случае отказа при проведении интенсификации с применением обычных намотанных труб, чрезвычайно трудно эффективно провести отклонение и возбуждение в длинном интервале заканчиваний. Кроме того, если только один набор перфораций открыт выше элемента уплотнения, то текучая среда может циркулировать без возможности прорыва вниз в множество наборов открытых перфораций выше верхней части элемента уплотнения, как это может случиться при обычной технологической операции с применением намотанных труб. Это может свести к минимуму или исключить потери текучей среды и повреждение формации, когда давление циркуляции в забое превышает давление в порах формации.

Накачка для всей обработки может быть проведена при выполнении единственного прохода в скважине, что приводит к существенному снижению себестоимости по сравнению с другими технологиями, которые требуют множества перемещений проводной линии связи или другого оборудования в скважину и обратно между ступенями обработки.

Изобретение может быть использовано для проведения многоступенчатых обработок в наклонных или горизонтальных стволах скважин. Обычно другие традиционные технологии отклонения в наклонных или горизонтальных стволах скважин являются более перспективными с учетом природы транспортирования

текучей средой отклоняющего материала через длинные интервалы, которые обычно имеются в наклонных или горизонтальных стволах скважин.

Если происходит выпадение песка в ходе гидравлического разрыва пласта, то в соответствии с изобретением предлагается способ немедленной откачки из скважины имеющейся в кольцевом пространстве текущей среды с песком, так что операция интенсификации может быть возобновлена без вывода намотанных труб и забойного оборудования из скважины. Наличие системы намотанных труб создает средство измерения забойного давления после перфорирования или в ходе операций интенсификации, на основании расчетов давления в колонне намотанных труб при остановке скважины (или при низком дебите).

Наличие системы намотанных труб или обычных составных труб, если их используют в качестве средства развертывания, создает возможность нагнетания текущей среды в скважину независимо от текущей среды, нагнетаемой в кольцевое пространство. Это может быть использовано, например, в таких дополнительных применениях, как: (а) очистка механизма уплотнения забойного оборудования и каналов гидросистемы от накопления расклинивающего агента (что может служить причиной застревания инструмента) за счет накачки текущей среды в скважину с номинальной скоростью для очистки механизма уплотнения и каналов гидросистемы; (б) перемешивание в скважине (что обсуждается далее более подробно); (в) заливка кислот в скважину в ходе перфорирования для содействия очистке перфорационного отверстия и улучшения сообщения с формацией; и (г) независимое возбуждение двух зон, изолированных друг от друга при помощи многократно устанавливаемого механизма уплотнения. По существу, если трубы используют в качестве средства развертывания, то в зависимости от желательных специфических операций и от специфических компонентов забойного оборудования, текущая среда может циркулировать в скважине все время, или только при приведении в действие элемента уплотнения, или только при выключении элемента уплотнения, или когда каналы выравнивания (давления) открыты или закрыты. В зависимости от специфических компонентов забойного оборудования и специфической конструкции скважинных клапанов регулирования дебита, которые могут быть использованы, например, в качестве интегральных компонентов переходников канала выравнивания, переходников канала циркуляции или переходников канала гидросистемы, скважинные клапаны регулирования дебита могут управляться при помощи проводной линии связи, за счет приведения в действие гидравлически, за счет приведения в действие потоком, за счет приведения в действие при помощи "j-

задвиги", за счет приведения в действие при помощи скользящей муфты, или при помощи множества других средств, известных специалистам в области приведения в действие скважинных клапанов регулирования дебита.

Система намотанных труб позволяет также обеспечивать контролируемое обратное течение в индивидуальных ступенях обработки для содействия очистке и закрыванию разрыва. Обратный поток может протекать вверх через кольцевое пространство между намотанными трубами и эксплуатационной обсадной колонной, или, альтернативно, обратный поток может даже протекать вверх через колонну намотанных труб, если чрезмерный обратный поток расклинивающего агента не создает проблем.

В качестве устройства для перфорирования может быть использована любая имеющаяся в продаже система перфорирования. Среди таких систем имеются системы с так называемым избирательным зажиганием, в которых единственным блоком перфорации содержит множество зарядов или наборов зарядов для перфорирования. Каждый индивидуальный набор одного или нескольких зарядов для перфорирования может управляться дистанционно и поджигаться с поверхности с использованием электросвязи, радиосвязи, давления, волоконной оптики или других средств приведения в действие. Каждый набор зарядов для перфорирования имеет параметры конструкции (число зарядов, число шпуров на фут, размер отверстия, характеристики проникновения), позволяющие пробивать оптимальные перфорации в индивидуальной зоне, подлежащей обработке при помощи индивидуальной ступени. На современном уровне технологии перфораторов с избирательным зажиганием, существуют имеющиеся в продаже системы перфорирования, которые позволяют перфорировать последовательно ориентировочно от 30 до 40 интервалов при единственном проходе в скважине. Предварительно следует выбрать такую конструкцию и такой размер перфоратора, который позволяет пробивать множество наборов перфораций. Перфораторы могут быть расположены в любом местоположении на забойном оборудовании, в том числе выше или ниже механического, многократно устанавливаемого механизма уплотнения.

Интервалы для обработки могут быть объединены в группы на основании свойств коллектора, параметров обработки или предельных характеристик оборудования. После создания каждой группы интервалов (содержащей преимущественно ориентировочно от 5 до 20 интервалов), в конце рабочего дня (часто определяемого световыми условиями) или при возникновении трудностей при уплотнении одной или нескольких зон, преимущественно используют пакер-пробку или другое механическое устройство для изолирования группы уже обработанных интервалов от следующей группы интервала-

лов, подлежащих обработке. Одна или несколько пакер-пробок, устанавливаемых за счет избирательного зажигания, или перегоронок трещины могут быть введены совместно с забойным оборудованием и установлены в ходе операции заканчивания для обеспечения механической изоляции между перфорированными интервалами и исключения необходимости прокладки отдельной проводной линии связи для установки устройств механической изоляции или агентов отклонения между группами ступеней разрыва.

Вообще предлагаемый способ легко может быть использован в эксплуатационных обсадных колоннах диаметром от 4-1/2 дюймов до 7 дюймов, при применении существующих имеющихся в продаже систем перфорирования и механических, многократно устанавливаемых механизмов уплотнения. Предлагаемый способ может быть использован в меньших или больших обсадных колоннах при применении механических, многократно устанавливаемых механизмов уплотнения, разработанных соответствующим образом для указанных меньших или больших обсадных колонн.

При использовании перфораторов с избирательным зажиганием каждый индивидуальный перфоратор может иметь длину ориентировочно от 2 до 8 футов и содержать ориентировочно от 8 до 20 зарядов для перфорирования, размещенных вдоль трубы перфоратора с плотностью шпуров от 1 до 6 шпуров на фут, а преимущественно от 2 до 4 шпуров на фут. В соответствии с предпочтительным вариантом, от 15 до 20 индивидуальных перфораторов могут быть объединены в стопу, при этом собранная система перфораторов имеет полную длину менее чем ориентировочно 80-100 футов. Система с такой полной длиной легко может быть введена в ствол скважины с использованием имеющейся поверхностной системы с краном и лубрикатом. Могут быть использованы и системы большей длины, однако, они могут потребовать использования дополнительного или специального поверхностного оборудования, в зависимости от полного числа перфораторов, образующих полное устройство для перфорирования. Следует иметь в виду, что в некоторых уникальных применениях длины перфораторов, число зарядов в одном перфораторе и плотность шпуров могут быть больше или меньше, чем указанные выше, так как окончательные параметры системы перфорирования зависят от специфических характеристик формации, пересекаемой стволом скважины, которую предстоит возбуждать.

Для сведения к минимуму полной длины системы перфораторов и забойного оборудования может быть желательным использование множества (два или больше) носителей заряда, равномерно распределенных и привязанных, приваренных или прикрепленных иным образом

к намотанным трубам, или установленных ниже механического, многократно устанавливаемого механизма уплотнения. Например, если желательно возбуждать 30 зон, когда каждую зону перфорируют при помощи 4-х футового перфоратора, единственный блок перфорации будет иметь полную длину около 150 футов, что непрактично для управления с поверхности. Альтернативно, могут быть использованы два блока перфорации, установленные напротив друг друга на намотанных трубах, причем каждый блок содержит 15 перфораторов, при этом полная длина составляет ориентировочно 75 футов, что позволяет легко производить управление с поверхности при помощи существующих систем с краном и лубрикатом.

Альтернативный вариант построения перфоратора или перфораторов предусматривает установку одного или нескольких перфораторов выше многократно устанавливаемого механического механизма уплотнения. Используют два или больше отдельных блоков перфорации, закрепленных так, чтобы заряды были ориентированы в направлении удаления от компонентов забойного оборудования или от намотанных труб. Может быть использован также и единственный блок с более плотно загруженными зарядами, причем механизмы зажигания обеспечивают одновременный поджиг только одного поднабора зарядов в заданном интервале, возможно всех зарядов при одной заданной ориентации фаз.

Несмотря на то, что в описанном в этом варианте устройстве для перфорирования используется дистанционное зажигание зарядов или струя текучей среды для перфорирования обсадной колонны и цементной оболочки, в рамках настоящего изобретения могут быть использованы альтернативные устройства для перфорирования, в том числе (но без ограничения) устройства химического растворения или режущие устройства бурения и фрезерования, позволяющие создавать путь движения текучих сред между стволом скважины и окружающей формацией. В описании настоящего изобретения термин "устройство для перфорирования" используется в широком смысле и включает в себя все указанные здесь ранее и другие существующие устройства, которые могут быть подвешены в стволе скважины для приведения в действие зарядов или других средств перфорирования, которые могут быть введены при помощи обсадной колонны или при помощи внешнего относительно забойного оборудования приспособления, или при помощи способа подвески забойного оборудования.

Забойное оборудование может иметь скважинный двигатель или другой механизм создания вращения или момента вращения, для приведения в действие механических механизмов уплотнения, требующих создания вращения или момента вращения для их приведения в

действие. Такое устройство, в сочетании с устройством ориентации (например, с гироскопом или компасом), позволяет производить ориентированное перфорирование, при котором перфорации выполнены в предпочтительном направлении. Альтернативно, если используют обычные составные трубы, возможна передача вращения или момента вращения в скважину за счет непосредственного вращения составных труб с использованием привода для вращения, который имеется на обычных установках для капитального ремонта скважин. В качестве элементов забойного оборудования могут быть развернуты также скважинные датчики для измерения условий в скважине (локатор муфтовых соединений обсадной колонны, датчики давления, температуры, а также и другие датчики), которые позволяют в реальном масштабе времени контролировать параметры операции интенсификации, характеристики коллектора и/или эксплуатационные параметры скважины.

В дополнение к многократно устанавливаемому механическому устройству отклонения, в скважину в ходе обработки могут быть введены другие материалы и устройства отклонения, в том числе (но без ограничения) уплотняющие шарики или порошковый материал, такой как песок, керамический материал, расклинивающий наполнитель, соль, парафины, смолы или другие органические и неорганические соединения; или альтернативные текучие среды, такие как текучие среды с повышением вязкости, текучие среды с образованием геля, вспененные материалы, или другие химически образуемые текучие среды, или другие нагнетаемые агенты отклонения. Дополнительный материал отклонения может быть использован для снижения времени обработки интенсификации за счет сокращения числа установок устройства механического отклонения, однако, при сохранении возможности отклонения во множестве зон. Например, в 3,000 футовом интервале, в котором проводят обработку индивидуальных зон с номинальными промежутками 100 футов, может быть желательно использование многократно устанавливаемого механического устройства отклонения, работающего с приращениями 500 футов вверх по стволу скважины, а затем отклонение каждой из шести ступеней при помощи агента отклонения, переносимого при помощи текучей среды для обработки. Альтернативно, технология ограничения входа может быть использована для множества интервалов, когда желательно провести обработку поднабора большого интервала. Каждая из указанных возможностей снижает число механических установок механического устройства отклонения и, возможно, повышает его эффективность.

Если колонну насосно-компрессорных труб используют как средство развертывания, то трубы позволяют производить развертывание

скважинных устройств для перемешивания и применять технологию скважинного перемешивания. Более точно, колонна насосно-компрессорных труб может быть использована для накачки химикатов в скважину и затем через каналы гидросистемы в забойное оборудование с последующим перемешиванием с текучей средой, которую накачивают в трубы через кольцевое пространство эксплуатационной обсадной колонны. Например, в ходе гидравлического разрыва пласта может быть желательно вводить азот или диоксид углерода в трубы скважины и перемешивать их в скважине с текучей средой для обработки пласта так, чтобы получать обратный поток с азотом или диоксидом углерода.

Описанные способ и устройство могут быть использованы для обработки вертикальных, наклонных или горизонтальных стволов скважины. Например, в изобретении предлагается способ возбуждения множества вертикальных (или практически вертикальных) трещин для пересечения горизонтальных или наклонных стволов скважины. Такая технология позволяет производить рентабельное заканчивание множества скважин с единственной рабочей площадки. Может быть также проведена обработка и скважины с множеством боковых ответвлений, причем сначала производят обработку самого глубокого ответвления, затем устанавливают пробку или приводят в действие уплотняющую втулку для изоляции этого самого нижнего ответвления, после этого производят обработку следующего вверх по стволу скважины ответвления, затем устанавливают другую пробку или приводят в действие другую уплотняющую втулку для изоляции этого ответвления; и повторяют процесс для обработки желательного числа ответвлений в одном стволе скважины.

Если используют перфораторы с избирательным зажиганием, несмотря на то, что желательно производить обработку максимального числа интервалов, использование коротких перфораторов (например, с длиной 4 фута или меньше), в некоторых случаях ограничивает продуктивность скважины за счет создания повышенного падения давления в ближайших к скважине участках коллектора, по сравнению с использованием более длинных перфораторов. Продуктивность скважины может аналогично ограничиваться, если только короткий интервал (например, с длиной 4 фута или меньше) перфорируют с использованием абразивной струи. При этом увеличивается также вероятность чрезмерного обратного течения расклинивающего агента, что ведет к снижению эффективности интенсификации. Обратное течение преимущественно должно иметь управляемый расход для ограничения потенциального обратного течения расклинивающего агента. В зависимости от интенсивности обратного течения, для повышения эффективности интенсификации

может быть использован расклинивающий агент с полимерным покрытием или альтернативные конфигурации перфораторов.

Кроме того, если трубы или кабель используют в качестве средства развертывания, то для ослабления потенциальной нежелательной эрозии от воздействия расклинивающего агента на трубы или кабель при прямом ударе текучей среды с расклинивающим наполнителем, когда его нагнетают в каналы накачки с боковым выходом, в устье скважины может быть образовано "устройство изоляции". Такое устройство изоляции может иметь фланец, соединенный с коротким отрезком трубы, который вводят вниз по центру устья скважины, на несколько футов ниже каналов нагнетания. Забойное оборудование и трубы или кабель пропускают внутри трубы устройства изоляции. При этом труба устройства изоляции отклоняет расклинивающий агент и изолирует трубы или кабель от прямого удара расклинивающего агента. Указанное устройство изоляции имеет трубу соответствующего диаметра, позволяющую свободно пропускать забойное оборудование и трубы или кабель большого диаметра. Длину устройства изоляции выбирают так, чтобы в случае повреждения нижний главный вентиль все еще оставался закрытым и можно было произвести соответствующий демонтаж устья скважины для удаления изоляционного инструмента. В зависимости от типа текучих сред для интенсификации и от способа нагнетания, устройство изоляции может не понадобиться, если нет проблем с эрозией. Несмотря на то, что промышленные испытания устройств изоляции говорят об отсутствии проблем с эрозией, связанных с используемой технологией, существует некоторый риск эрозионного повреждения труб изоляционного инструмента за счет препятствий при его извлечении. При использовании изоляционного инструмента преимущественно следует поддерживать скорость соударения эрозионной текучей среды с изоляционным инструментом ниже ориентировочно 180 футов в секунду, а еще лучше, ниже ориентировочно 60 футов в секунду.

Другую озабоченность при использовании указанной технологии вызывает преждевременное выпадение песка из песконосителя при гидравлическом разрыве пласта, которое может случиться при неточном измерении перемещения текучей среды в ходе накачки, так как трудно инициировать разрыв при помощи текучей среды с расклинивающим наполнителем через следующую подлежащую перфорированию зону. Может быть желательно использовать KCl текучую среду или другую не образующую гель текучую среду или текучую среду для создания подушки, вместо подушки из образующей гель текучей среды, для лучшей инициализации разрыва пласта в следующей зоне. Накачка при более высокой скорости не образующей гель текучей среды между ступенями для обеспече-

ния турбулентной промывки и свипирования обсадной колонны сводит к минимуму риск выпадения расклинивающего агента. Кроме того, аварийные перфораторы, которые предусмотрены на колонне инструмента, позволяют продолжить технологическую операцию после соответствующего времени ожидания.

Несмотря на то, что описанные выше варианты в первую очередь связаны с преимуществами предлагаемого способа при применении к процессам гидравлического разрыва пласта, это не ограничивает заявленное изобретение, которое может быть использовано в любой ситуации, в которой выгодно проводить перфорирование и выполнение других скважинных операций при одном проходе в стволе скважины. Несмотря на то, что был описан предпочтительный вариант осуществления изобретения, совершенно ясно, что в него специалистами в данной области могут быть внесены изменения и дополнения, которые не выходят однако за рамки приведенной далее формулы изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащий следующие операции:

(a) развертывание забойного оборудования с использованием средства развертывания внутри ствола скважины, причем забойное оборудование имеет устройство для перфорирования и механизм уплотнения;

(b) установка забойного оборудования в заданное положение внутри ствола скважины с использованием устройства контроля глубины;

(c) использование устройства для перфорирования для осуществления перфорирования интервала;

(d) приведение в действие механизма уплотнения для создания гидравлического уплотнения в стволе скважины;

(e) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

(f) освобождение механизма уплотнения;

(g) повторение операций (b)-(f) по меньшей мере для одного дополнительного интервала одной или нескольких подземных формаций.

2. Способ по п.1, в котором средство развертывания выбрано из группы, в которую входят проводная линия связи, линия тонкой взвеси и кабель.

3. Способ по п.1, в котором средство развертывания представляет собой колонну насосно-компрессорных труб.

4. Способ перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких

подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащий следующие операции:

(а) развертывание забойного оборудования с использованием средства развертывания, выбранного из группы, в которую входят проводная линия связи, линия тонкой взвеси и кабель, внутри ствола скважины, причем указанное забойное оборудование имеет устройство для перфорирования и механизм уплотнения;

(б) использование устройства для перфорирования для осуществления перфорирования интервала;

(с) приведение в действие механизма уплотнения для создания гидравлического уплотнения в стволе скважины;

(д) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

(е) освобождение механизма уплотнения;

(ф) повторение операций (б)-(е) по меньшей мере для одного дополнительного интервала одной или нескольких подземных формаций.

5. Способ по п.3, в котором колонна насосно-компрессорных труб выбрана из группы, в которую входят намотанные трубы и составные трубы.

6. Способ по п.1 или 4, в котором забойное оборудование устанавливают в заданное положение внутри ствола скважины с использованием устройства контроля глубины, выбранного из группы, в которую входят локатор муфтовых соединений обсадной колонны и расположенная на поверхности система измерения.

7. Способ по п.1 или 4, в котором устройство для перфорирования представляет собой стреляющий перфоратор с избирательным зажиганием, содержащий множество наборов, имеющих один или несколькокумулятивных зарядов для перфорирования, причем каждый из наборов выполнен с возможностью индивидуального управления и приведения в действие при помощи электрического или оптического сигнала, передаваемого через кабель, развернутый в стволе скважины.

8. Способ по п.3, в котором устройство для перфорирования представляет собой струйное режущее устройство, в котором используют текучую среду, закаченную вниз в колонну насосно-компрессорных труб для установления гидравлического сообщения между стволом скважины и одним или несколькими интервалами одной или нескольких подземных формаций.

9. Способ по п.3, в котором текучую среду для обработки накачивают вниз в кольцевое пространство между колонной насосно-компрессорных труб и стволом скважины.

10. Способ по п.9, в котором текучую среду для обработки также накачивают вниз в колонну насосно-компрессорных труб через кана-

лы в забойном оборудовании и далее в перфорации.

11. Способ по п.9, в котором вторую текучую среду для обработки накачивают вниз в колонну насосно-компрессорных труб через каналы в забойном оборудовании и далее в перфорации.

12. Способ по п.11, в котором второй текучей средой для обработки является азот.

13. Способ по п.1 или 4, в котором механизм уплотнения представляет собой многократно устанавливаемый пакер.

14. Способ по п.1 или 4, в котором текучую среду для обработки выбирают из группы, в которую входят растворы кислот, органический растворитель, суспензия расклинивающего материала и транспортирующая текучая среда.

15. Способ по п.1 или 4, который дополнительно содержит проводимую до освобождения механизма уплотнения операцию развертывания по меньшей мере одного агента отклонения в стволе скважины для блокирования дополнительного течения текучей среды для обработки в перфорации.

16. Способ по п.15, в котором агент отклонения, развертываемый в стволе скважины, выбирают из группы, в которую входят порошки, гели, вязкие текучие среды, вспененные материалы и уплотняющие шарики.

17. Способ по п.1 или 4, в котором механизм уплотнения приводят в действие за счет гидравлического давления, передаваемого с поверхности через составной шланг.

18. Способ по п.1 или 4, в котором устройство для перфорирования приводят в действие за счет гидравлического давления, передаваемого с поверхности через составной шланг.

19. Способ по п.1 или 4, в котором устройство для перфорирования приводят в действие за счет гидравлического давления, передаваемого с поверхности через ствол скважины.

20. Способ по п.3, в котором устройство для перфорирования приводят в действие за счет гидравлического давления, передаваемого с поверхности через колонну насосно-компрессорных труб.

21. Способ по п.1 или 4, в котором забойное оборудование переставляют в другое положение внутри ствола скважины ранее приведения в действие механизма уплотнения.

22. Система интенсификации для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащая следующие компоненты:

(а) текучую среду для обработки;

(б) средство развертывания, выбранное из группы, состоящей из проводной линии связи, линии тонкой взвеси и кабеля, развернутое внутри ствола скважины;

(с) забойное оборудование, выполненное с возможностью развертывания в стволе скважи-

ны при помощи средства развертывания и имеющее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, позволяющее производить последовательное перфорирование множества интервалов, и по меньшей мере один механизм уплотнения, при этом забойное оборудование выполнено с возможностью установки в заданное положение внутри ствола скважины, что позволяет приводить в действие устройство для перфорирования и механизм уплотнения;

(d) причем механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в стволе скважины и с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения, что позволяет переставлять забойное оборудование в другое положение внутри ствола скважины, за счет чего обеспечивается возможность обработки каждого из множества подлежащих обработке интервалов текучей средой для обработки отдельно от других интервалов обработки.

23. Система интенсификации для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащая следующие компоненты:

(a) текучую среду для обработки;

(b) средство развертывания, развернутое внутри ствола скважины;

(c) забойное оборудование, выполненное с возможностью развертывания в стволе скважины при помощи средства развертывания и содержащее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, позволяющее производить последовательное перфорирование множества интервалов, и по меньшей мере один механизм уплотнения, при этом забойное оборудование выполнено с возможностью установки в заданное положение внутри ствола скважины с использованием устройства контроля глубины, что позволяет приводить в действие устройство для перфорирования и механизм уплотнения;

(d) причем механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в стволе скважины и с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения, что позволяет переставлять забойное оборудование в другое положение внутри ствола скважины, за счет чего обеспечивается возможность обработки каждого из множества подлежащих обработке интервалов текучей средой для обработки отдельно от других интервалов обработки.

24. Устройство для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащее следующие компоненты:

(a) забойное оборудование, приспособленное для развертывания в стволе скважины при помощи средства развертывания, выбранного из группы, состоящей из проводной линии связи,

линии тонкой взвеси и кабеля, и содержащее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, предназначенное для последовательного перфорирования множества интервалов, и по меньшей мере один механизм уплотнения;

(b) причем механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в стволе скважины и с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения, что позволяет переставлять забойное оборудование в другое положение внутри ствола скважины, за счет чего обеспечивается возможность обработки каждого из множества подлежащих обработке интервалов отдельно от других интервалов обработки.

25. Устройство для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащее следующие компоненты:

(a) забойное оборудование, приспособленное для развертывания в стволе скважины при помощи средства развертывания и для установки в заданное положение внутри ствола скважины с использованием устройства контроля глубины и содержащее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, предназначенное для последовательного перфорирования множества интервалов, и по меньшей мере один механизм уплотнения;

(b) при этом механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в указанном стволе скважины и с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения, что позволяет переставлять забойное оборудование в другое положение внутри ствола скважины, за счет чего появляется возможность обработки каждого из множества подлежащих обработке интервалов отдельно от других интервалов обработки.

26. Устройство для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащее следующие компоненты:

(a) забойное оборудование, имеющее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, предназначенное для последовательного перфорирования множества интервалов, по меньшей мере один механизм уплотнения и по меньшей мере одно тракторное устройство;

(b) причем тракторное устройство приспособлено переставлять забойное оборудование в различные положения в стволе скважины;

(c) при этом устройство уплотнения приспособлено создавать гидравлическое уплотнение в стволе скважины и позволяет разгерметизировать гидравлическое уплотнение, что обеспечивает возможность переставлять забойное оборудование в другое положение внутри указанного ствола скважины, за счет чего обеспечивается возможность обработки каждого из

множества подлежащих обработке интервалов отдельно от других интервалов обработки.

27. Устройство по п.25, в котором средство развертывания представляет собой колонну насосно-компрессорных труб.

28. Устройство по п.27, в котором колонна насосно-компрессорных труб выбрана из группы, состоящей из намотанных труб и составных труб.

29. Устройство по п.25, в котором средство развертывания выбрано из группы, состоящей из проводной линии связи, линии тонкой взвеси и кабеля.

30. Устройство по одному из пп.24-26, которое дополнительно содержит средство контроля глубины, предназначенное для установки забойного оборудования в заданное положение в стволе скважины и выбранное из группы, состоящей из локатора муфтовых соединений обсадной колонны и расположенной на поверхности системы измерения.

31. Устройство по одному из пп.24-26, в котором механизм уплотнения представляет собой многократно устанавливаемый пакер.

32. Устройство по одному из пп.24-26, в котором устройство для перфорирования представляет собой стреляющий перфоратор с избирательным зажиганием, содержащий множество наборов, имеющих один или несколькокумулятивных зарядов для перфорирования, причем каждый из указанных наборов выполнен с возможностью индивидуального управления и приведения в действие при помощи электрического сигнала, передаваемого через проводную линию связи, развернутую в стволе скважины.

33. Устройство по одному из пп.24-26, в котором устройство для перфорирования приводят в действие при помощи гидравлического давления, передаваемого с поверхности через указанный ствол скважины.

34. Устройство по п.27, в котором устройство для перфорирования приводят в действие при помощи гидравлического давления, передаваемого с поверхности через колонну насосно-компрессорных труб.

35. Устройство по п.27, в котором устройство для перфорирования представляет собой струйное режущее устройство, в котором используется текучая среда, нагнетенная вниз в колонну насосно-компрессорных труб для установления гидравлического сообщения между стволом скважины и одним или несколькими интервалами одной или нескольких подземных формаций.

36. Способ по п.1 или 4, в котором механизм уплотнения приводят в действие таким образом, чтобы установить гидравлическое уплотнение ниже перфорированного интервала.

37. Способ перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащий следующие операции:

(a) развертывание внутри ствола скважины забойного оборудования, содержащего устройство для перфорирования, механизм уплотнения и по меньшей мере одно средство выравнивания давления;

(b) использование устройства для перфорирования для осуществления перфорирования интервала в одной или нескольких подземных формациях;

(c) приведение в действие механизма уплотнения для создания гидравлического уплотнения в стволе скважины;

(d) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

(e) выравнивание давления между участками ствола скважины выше и ниже механизма уплотнения при помощи по меньшей мере одного средства выравнивания давления;

(f) освобождение механизма уплотнения;

(g) повторение операций (b)-(f) по меньшей мере для одного дополнительного интервала одной или нескольких подземных формаций.

38. Способ перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащий следующие операции:

(a) развертывание внутри ствола скважины забойного оборудования, содержащего по меньшей мере одно устройство для перфорирования и по меньшей мере один механизм уплотнения, причем устройство для перфорирования устанавливают ниже механизма уплотнения;

(b) использование по меньшей мере одного устройства для перфорирования для осуществления перфорирования интервала в одной или нескольких подземных формациях;

(c) приведение в действие по меньшей мере одного механизма уплотнения для создания гидравлического уплотнения в стволе скважины;

(d) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

(e) освобождение механизма уплотнения;

(f) повторение операций (b)-(e) по меньшей мере для одного дополнительного интервала одной или нескольких подземных формаций.

39. Способ по п.38, в котором устройство для перфорирования не имеет канала для промывочной текучей среды.

40. Способ по одному из пп.37-39, в котором забойное оборудование переставляют в другое положение в стволе скважины и механизм уплотнения приводят в действие для создания гидравлического уплотнения ниже перфорированного интервала.

41. Способ перфорирования и обработки множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, причем множество интервалов включает самый глубокий заданный интервал и последовательно более мелкие заданные интервалы и указанный способ содержит следующие операции:

(a) развертывание внутри ствола скважины забойного оборудования, содержащего устройство для перфорирования и механизм уплотнения, причем устройство для перфорирования устанавливается ниже механизма уплотнения;

(b) использование устройства для перфорирования для осуществления перфорирования самого глубокого заданного интервала одной или нескольких подземных формаций;

(c) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные в самом глубоком интервале при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

(d) установка забойного оборудования в заданное положение в стволе скважины и использование устройства для перфорирования для осуществления перфорирования следующего последовательно более мелкого заданного интервала одной или нескольких подземных формаций;

(e) изменение положения забойного оборудования в стволе скважины и приведение в действие механизма уплотнения для гидравлической изоляции перфораций, созданных в следующем последовательно более мелком заданном интервале от перфорированного самого глубокого заданного интервала;

(f) накачка текучей среды для обработки в ствол скважины и в перфорации, созданные в следующем последовательно более мелком заданном интервале при помощи устройства для перфорирования, без удаления устройства для перфорирования из ствола скважины;

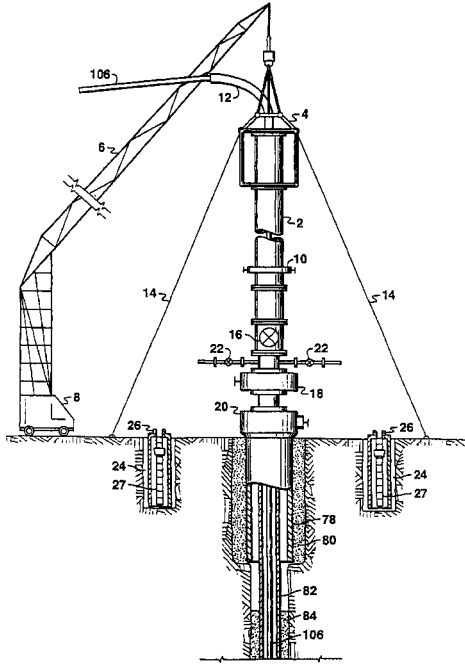
(g) освобождение механизма уплотнения;

(h) повторение операций (d)-(g) по меньшей мере для одного дополнительного последовательно более мелкого заданного интервала одной или нескольких подземных формаций, причем перфорации, созданные по меньшей мере в одном дополнительном последовательно более мелком заданном интервале гидравлически изолируют от перфорированных ниже интервалов.

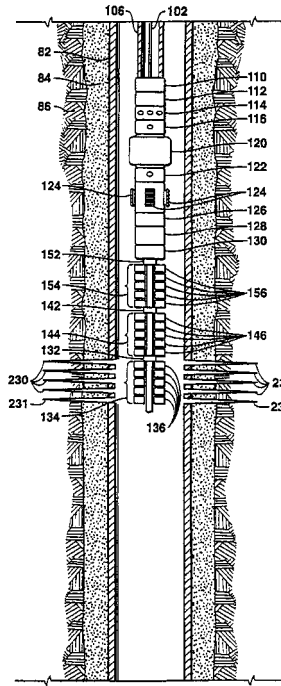
42. Устройство для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащее забойное оборудование, приспособленное для развертывания в стволе скважины при помощи средства развертывания и содержащее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, предназначенное для последовательного перфорирования множества интервалов, по меньшей мере один механизм уплотнения и по меньшей мере одно средство выравнивания давления, причем механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в стволе скважины, средство выравнивания давления выполнено с возможностью выравнивания давления между участками ствола скважины выше и ниже механизма уплотнения и механизм уплотнения дополнительно выполнен с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения для обеспечения возможности перемещения забойного оборудования в другое положение в стволе скважины, чтобы позволить произвести обработку каждого из множества интервалов отдельно от других интервалов обработки.

43. Устройство для использования при перфорировании и обработке множества интервалов одной или нескольких подземных формаций, пересекаемых стволом скважины, содержащее забойное оборудование, приспособленное для развертывания в стволе скважины при помощи средства развертывания и содержащее по меньшей мере одно устройство для перфорирования, предназначенное для последовательного перфорирования множества интервалов, и по меньшей мере один механизм уплотнения, причем устройство для перфорирования устанавливается ниже механизма уплотнения; механизм уплотнения выполнен с возможностью создания гидравлического уплотнения в стволе скважины и с возможностью разгерметизации гидравлического уплотнения для обеспечения перемещения забойного оборудования в другое положение в стволе скважины, чтобы позволить произвести обработку каждого из множества интервалов отдельно от других интервалов обработки.

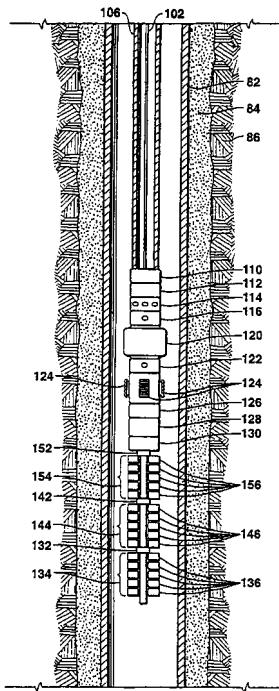
44. Устройство по п.43, в котором устройство для перфорирования не имеет канала для промыточной текучей среды.



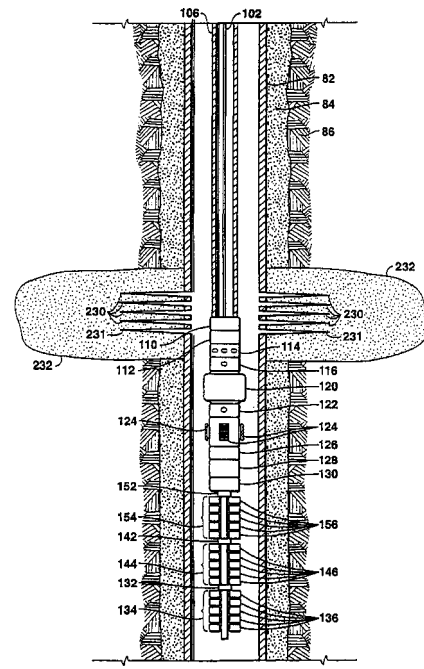
Фиг. 1



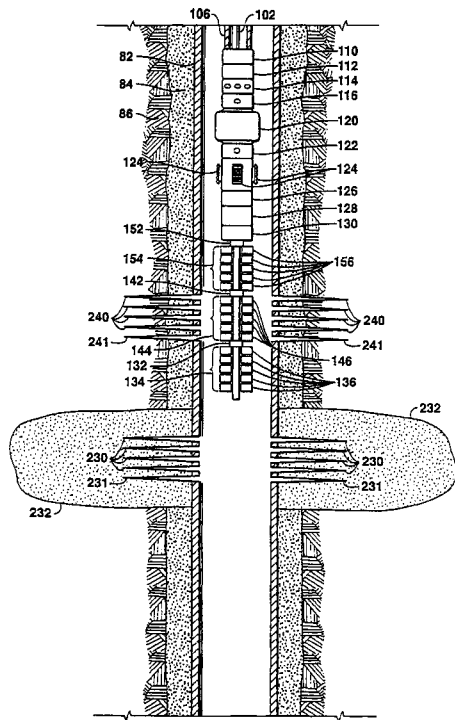
Фиг. 2B



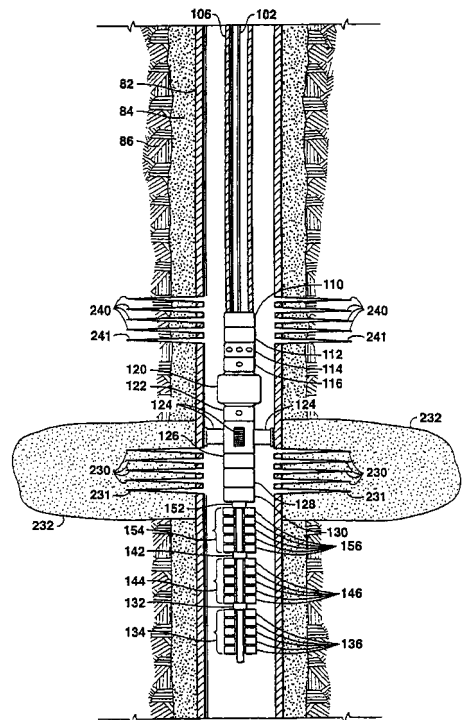
Фиг. 2A



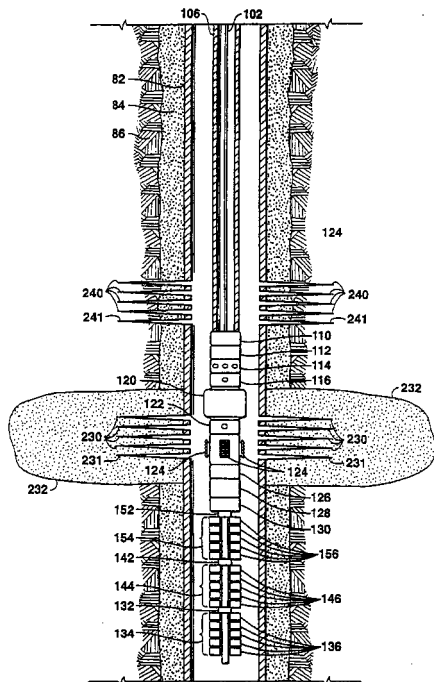
Фиг. 2C



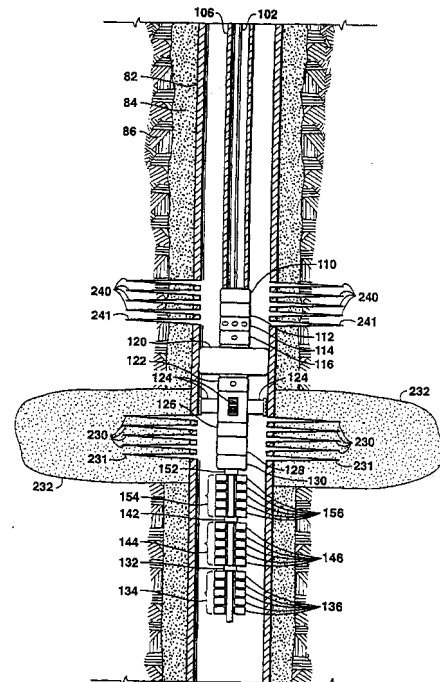
Фиг. 3А



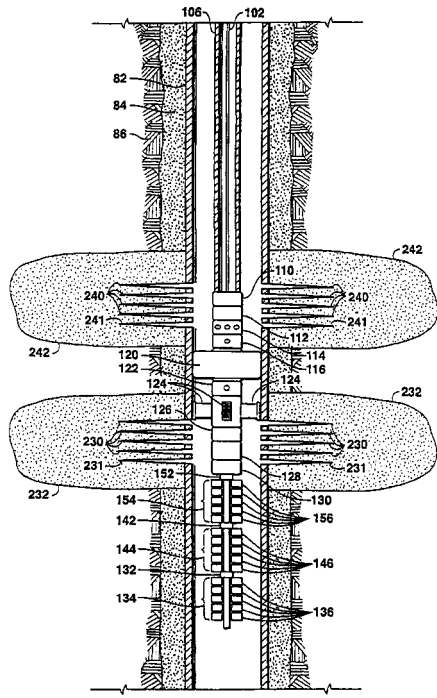
Фиг. 3С



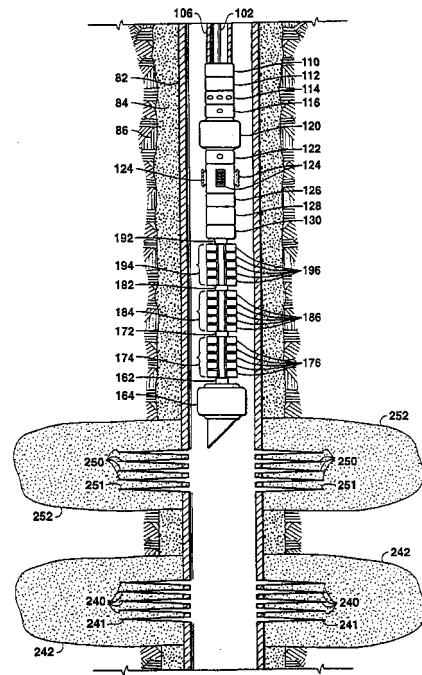
Фиг. 3В



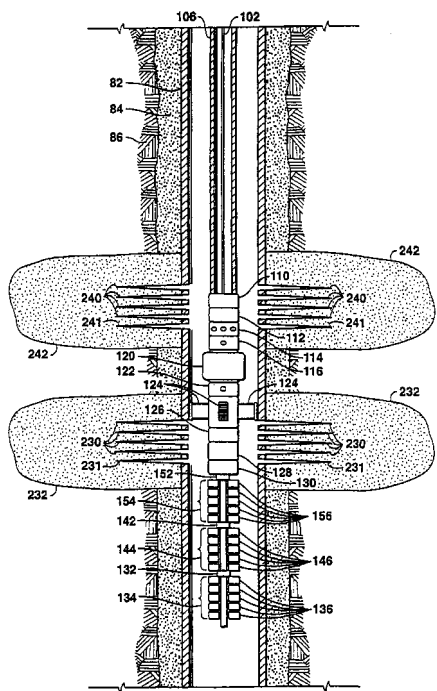
Фиг. 3D



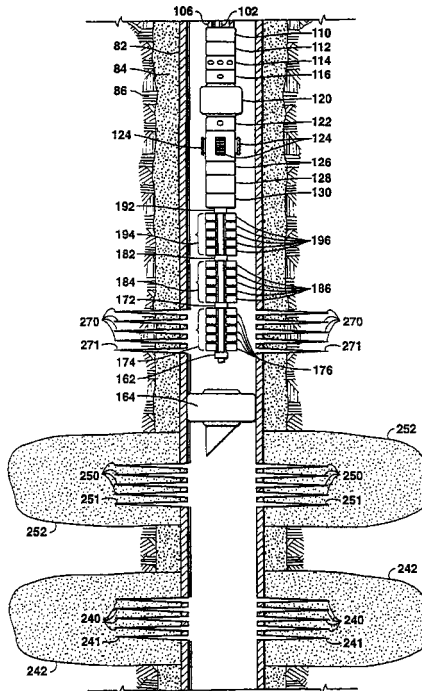
Фиг. 3Е



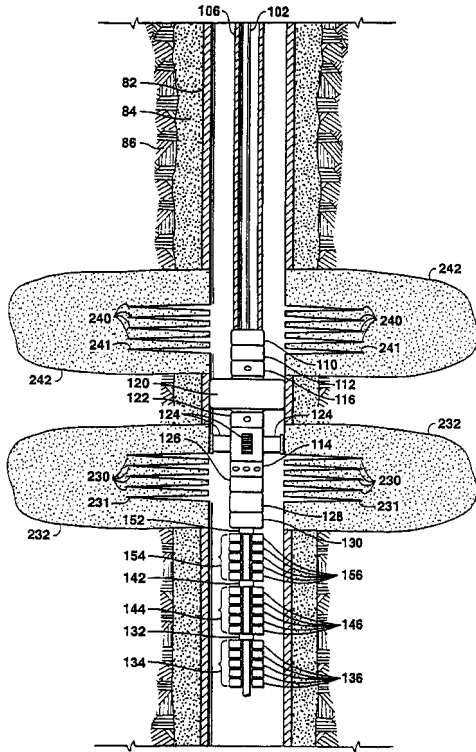
Фиг. 4А



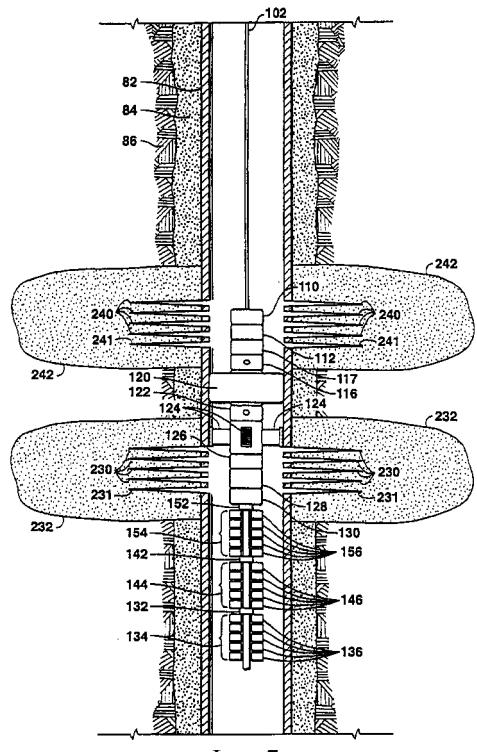
Фиг. 3F



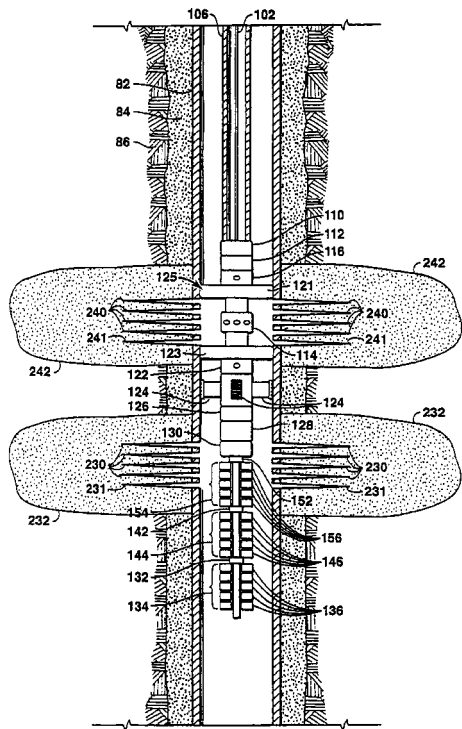
Фиг. 4В



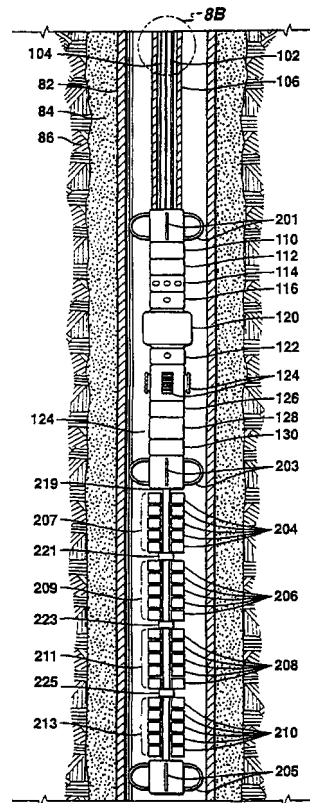
Фиг. 5



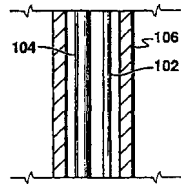
Фиг. 7



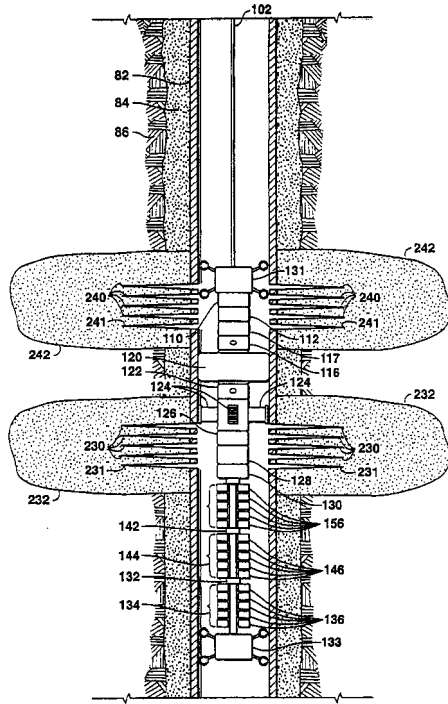
Фиг. 6



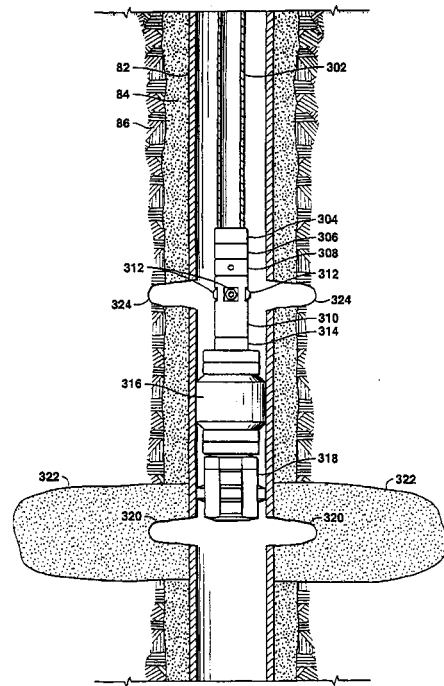
Фиг. 8А



Фиг. 8В



Фиг. 9



Фиг. 10

