

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **034040**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2019.12.20

(51) Int. Cl. *E21B 34/10* (2006.01)
F16K 17/04 (2006.01)

(21) Номер заявки
201791545

(22) Дата подачи заявки
2010.06.22

(54) **ВЫРАВНИВАЮЩИЙ ДАВЛЕНИЕ КЛАПАН ДЛЯ ИНСТРУМЕНТА ОБРАБОТКИ**

(31) **2,670,218; 2,683,432; 2,692,377**

(56) CA-A1-2675675
RU-C1-2268993
RU-C1-2293839

(32) **2009.06.22; 2009.10.23; 2010.02.08**

(33) **СА**

(43) **2018.03.30**

(62) **201401262; 2010.06.22**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ТРАЙКЭН ВЕЛЛ СЕРВИС ЛТД. (СА)

(72) Изобретатель:
**Шерман Скотт, Нью Роберт, Майко
Шон, Шершель Стив (СА)**

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(57) В изобретении представлен способ обработки подземного пласта для интенсификации притока с использованием трубчатого элемента с одной или несколькими разрывными мембранами в нем. Обработываемую текучую среду закачивают под давлением через канал трубчатого элемента и выпускают из отверстия для увеличения давления в пространстве в колонне заканчивания между двумя устройствами изоляции интервала для разрыва разрывной мембраны. Способ дополнительно содержит этап разрыва разрывных мембран в любой последовательности, при этом последовательность является независимой от порога давления разрывных мембран.

В1

034040

034040

В1

Область техники изобретения

Настоящее изобретение относится к обработке подземного пласта для интенсификации притока.

Предпосылки изобретения

В добыче нефти и газа из подземных пластов общепринятым является выполнение гидроразрыва нефтегазоносного пласта, создающего каналы притока нефти и газа. Данные каналы притока содействуют перемещению углеводородов в ствол скважины для их получения из скважины. Без гидроразрыва многие скважины не могут становиться рентабельными.

При гидроразрыве пласта жидкость гидроразрыва нагнетается гидросистемой в ствол скважины, проходящей в подземный пласт. Текучая среда нагнетается под давлением внутрь обсадной колонны ствола скважины, через перфорационные каналы и в пласт горной породы. В пласте горной породы раскрываются трещины, и проппант, который несет текучая среда, попадает в трещину, затем осаждается при перемещении вязкой текучей среды, содержащей проппант в трещине в породе. Полученная в результате трещина с проппантом, размещенным в ней и удерживающим трещину открытой, создает улучшенный приток извлекаемой текучей среды, т.е. нефти, газа или воды, в ствол скважины.

Перфорационные каналы, в общем, выполняют, спуская инструмент, содержащий заряды взрывчатого вещества, в скважину на глубину пласта, представляющего интерес, и подрывая заряды взрывчатого вещества. Во многих случаях обсадную колонну ствола скважины или колонну заканчивания цементируют в подземных пластах, и заряды взрывчатого вещества пробивают цемент и обсадную колонну.

Данные заряды являются кумулятивными для создания сил, направленных наружу, и пробивания отверстия, проходящего через обсадную колонну ствола скважины и в нефтегазоносный пласт.

Вследствие опасности при манипуляциях, транспортировке и использовании взрывчатых веществ в удаленных местах, где часто расположены нефтяные и газовые скважины, желательным является исключение использования взрывчатых веществ как средства для создания перфорационных каналов в обсадной колонне ствола скважины.

В известных системах гидроразрыва часто используют дорогое оборудование для создания перфорационных каналов и контроля прохода в нужные перфорационные каналы жидкости гидроразрыва в зонах пласта, которые должны подвергаться обработке для интенсификации притока. По завершении гидроразрыва дорогостоящее оборудование должно оставаться в стволе скважины.

Сущность изобретения

В одном аспекте данного изобретения создан способ обработки для интенсификации притока подземного пласта со стволом скважины, выполненным в нем, который включает в себя колонну заканчивания, имеющую стенку с разрывными мембранами, выполненными в стенке, и инструмент обработки скважины, соединенный с трубой обработки, имеющей внутри канал. Инструмент имеет по меньшей мере одно отверстие, изолированное с помощью двух устройств изоляции интервала. Трубу обработки подают в колонну заканчивания и инструмент обработки скважины устанавливают так, что изолирующие устройства изолируют группу разрывных мембран. Обработывающую текучую среду затем закачивают под давлением через канал, и обрабатывающая текучая среда, выпускаемая из отверстий в инструменте, увеличивает давление в пространстве в колонне заканчивания между двумя устройствами изоляции интервала для разрыва разрывной мембраны. Следом за разрывом разрывной мембраны обрабатывающая текучая среда проходит в изолированный интервал кольцевого пространства и затем обрабатывает пласт для интенсификации притока.

В другом аспекте данного изобретения создан способ обработки для интенсификации притока подземного пласта со стволом скважины, выполненным в нем, содержащий этап разрыва разрывных мембран в любой последовательности, при этом последовательность является независимой от порога давления разрывных мембран.

В еще одном аспекте данного изобретения создана разрывная мембрана в стенке колонны заканчивания, образованная отдельной секцией стенки колонны с уменьшенной толщиной. Данная секция уменьшенной толщины стенки образована концевой стенкой глухой проточки, выполняемой рассверливанием в части толщины стенки колонны заканчивания.

В еще одном аспекте данного изобретения создан способ обработки для интенсификации притока подземного пласта со стволом скважины, выполненным в нем, содержащий этап разрыва группы разрывных мембран с использованием инструмента обработки скважины с перемещением инструмента к забою от группы разрывных мембран, закачки обрабатывающей текучей среды в кольцевое пространство между трубой обработки и колонной заканчивания через прорванную разрывную мембрану для обработки пласта для интенсификации притока.

В другом аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение трубчатого элемента для подачи текучей среды в ствол скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент содержит по меньшей мере одну разрывную мембрану, имеющую порог давления разрыва, установленную в местоположении в трубчатом элементе, блокирующую поток текучей среды, когда она является целой, и разрывающуюся на пороге давления разрыва для создания пути потока для выхода текучей среды, находящейся внутри трубчатого элемента, наружу из трубчатого элемента, изоляцию разрывной мембраны, подачу текучей среды в трубчатый элемент и увеличение давления внутри трубчатого элемента до раз-

рыва разрывной мембраны.

Множество разрывных мембран может быть включено в состав трубчатого элемента, при этом каждая разрывная мембрана имеет порог давления разрыва и установлена в местоположении в трубчатом элементе, блокирует поток текучей среды, когда она является целой, и разрывается на пороге давления разрыва для создания пути потока для выхода текучей среды, находящейся внутри трубчатого элемента, наружу из трубчатого элемента. После разрыва первой разрывной мембраны вторая разрывная мембрана может быть изолирована, текучая среда может быть подана в трубчатый элемент, и давление может быть увеличено внутри трубчатого элемента до разрыва второй разрывной мембраны. Этапы изоляции разрывной мембраны, подачи текучей среды в трубчатый элемент и увеличения давления внутри трубчатого элемента до разрыва изолированной разрывной мембраны можно повторять для дополнительных разрывных мембран в трубчатом элементе. Порядок изоляции разрывных мембран может не зависеть от порогов давления разрыва разрывных мембран. В варианте горизонтальной скважины порядок разрыва можно установить от конца с башмаком к секции подвески или в обратном направлении. В вертикальной скважине порядок разрыва можно установить сверху вниз или снизу вверх.

Внутренняя секция трубчатого элемента, где установлена разрывная мембрана, может быть изолирована по меньшей мере одним изолирующим устройством, при этом увеличение давления ограничено изолированной секцией трубчатого элемента, образованной изолирующим устройством.

Изолирующее устройство может быть выбрано из группы, состоящей по меньшей мере из одного пакера и по меньшей мере одной манжеты, или может быть установлено на колонне обработки в трубчатом элементе. Изолирующее устройство может содержать инструмент с манжетами на концах.

Разрывная мембрана может содержать крышку, блокирующую поток текучей среды к разрывной мембране снаружи трубчатого элемента.

Текучую среду можно подавать в трубчатый элемент под давлением, достаточным для обработки пласта для интенсификации притока.

Секция кольцевого пространства, образованная трубчатым элементом и стволом скважины, где установлена разрывная мембрана, может быть изолирована по меньшей мере одним изолирующим устройством.

Секция кольцевого пространства, образованная трубчатым элементом и стволом скважины, где установлена разрывная мембрана, может быть зацементирована. Кольцевое пространство на месте разрывной мембраны может быть достаточно минимизировано, при этом цемент может быть прорван текучей средой, проходящей через прорванную разрывную мембрану. Секции подземного пласта можно обрабатывать с подачей обрабатывающей текучей среды через прорванную разрывную мембрану, при этом цемент достаточно прорывается для обеспечения достижения пласта текучей средой обработки.

В дополнительном аспекте данного изобретения создана разрывная мембрана, содержащая окно в стенке трубчатого элемента, имеющая порог давления разрыва, изолирующая окно, когда она является целой, и крышка, расположенная на расстоянии от разрывной мембраны, при этом крышка и разрывная мембрана образуют камеру в окне. Атмосферное давление внутри камеры может быть достаточно низким для содействия разрыву разрывной мембраны. Разрывная мембрана может быть выполнена интегрально со стенкой трубчатого элемента. Разрывная мембрана может герметично соединяться с окном. Разрывная мембрана может дополнительно содержать удерживающее устройство для поддержания герметичного соединения разрывной мембраны с окном, когда мембрана является целой.

В еще одном аспекте данное изобретение относится к способу, дополнительно содержащему следующие стадии: (а) создание трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент содержит множество разрывных мембран, каждая из которых имеет порог давления разрыва и установлена в местоположении в стенке трубчатого элемента, (б) изоляция первой разрывной мембраны перемещающимся изолирующим устройством, (в) разрыв первой мембраны, (г) перемещение изолирующего устройства к забою скважины от первой разрывной мембраны, (д) перед изоляцией второй разрывной мембраны обработка секции подземного пласта с подачей текучей среды через прорванную первую разрывную мембрану, (е) перемещение изолирующего устройства к устью скважины от первой разрывной мембраны, (ж) изоляция второй разрывной мембраны перемещающимся изолирующим устройством, (з) разрыв второй мембраны, (и) перемещение изолирующего устройства к забою скважины от второй разрывной мембраны, изоляция прорванной первой разрывной мембраны и (к) обработка секции подземного пласта с подачей текучей среды через прорванную вторую разрывную мембрану. Изолирующее устройство может быть выбрано из группы, состоящей по меньшей мере из одного пакера и по меньшей мере одной манжеты, инструмента с манжетами на концах и инструмента с двумя пакерами или двумя манжетами. Этапы (г)-(к) можно повторять для каждой оставшейся целой разрывной мембраны, и должно быть понятно, что при повторении этапов (г)-(к) "первая разрывная мембрана" и "вторая разрывная мембрана" становятся третьей и четвертой разрывными мембранами соответственно. Этапы (г)-(к) можно повторять для последующих разрывных мембран (четвертой/пятой, шестой/седьмой и т.д.).

В другом аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент со-

держит по меньшей мере одну растворимую кислотой разрывную мембрану, имеющую порог концентрации кислоты, установленную в местоположении в трубчатом элементе, блокирующую поток обрабатываемой текучей среды, когда она является целой, и растворяющуюся на пороге концентрации кислоты для создания пути потока для выхода текучей среды, находящейся внутри трубчатого элемента, наружу из трубчатого элемента. Кольцевое пространство, образованное трубчатым элементом и стенкой ствола скважины, может быть герметизировано цементом, который может быть растворимым кислотой. Кислоту можно подавать в трубчатый элемент с концентрацией, достаточной, по меньшей мере, для частичного растворения по меньшей мере одной разрывной мембраны для обеспечения прохода текучей среды через растворенную разрывную мембрану, по меньшей мере, для частичного растворения цемента для обеспечения прохода текучей среды через цемент к стенке пласта. Текучая среда может находиться в трубчатом элементе под давлением, достаточным для обработки пласта для интенсификации притока. Секция кольцевого пространства, образованная трубчатым элементом и стволом скважины, где установлена разрывная мембрана, может быть изолирована по меньшей мере одним изолирующим устройством. Изолирующее устройство может быть перемещающимся и может быть выбрано из группы, состоящей из пакера и манжеты, двух пакеров, двух манжет и инструмента с манжетами на концах.

Первую растворимую кислотой разрывную мембрану можно изолировать перемещающимся изолирующим устройством, кислоту можно подавать с концентрацией, достаточной, по меньшей мере, для частичного растворения первой разрывной мембраны для ее разрыва для обеспечения прохода текучей среды через разрывную мембрану, изолирующее устройство может перемещаться к забою скважины от первой разрывной мембраны следом за разрывом, секцию подземного пласта можно обработать с подачей текучей среды через прорванную разрывную мембрану и прорванную первую разрывную мембрану можно изолировать. После изоляции прорванной разрывной мембраны изолирующее устройство может перемещаться ко второй растворимой кислотой разрывной мембране для ее изоляции, кислоту можно подавать с концентрацией, достаточной, по меньшей мере, для частичного растворения второй разрывной мембраны для ее разрыва для обеспечения прохода текучей среды через разрывную мембрану, изолирующее устройство может перемещаться к забою скважины от второй разрывной мембраны следом за разрывом, и секцию подземного пласта можно обработать с подачей текучей среды через прорванную вторую разрывную мембрану.

В другом аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение первого трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент содержит по меньшей мере одну разрывную мембрану, имеющую порог давления разрыва, установленную в местоположении в трубчатом элементе, блокирующую поток обрабатываемой текучей среды, когда она является целой, и разрывающуюся на пороге давления разрыва для создания пути потока для выхода текучей среды, находящейся внутри трубчатого элемента, наружу из трубчатого элемента; создание второго трубчатого элемента в первом трубчатом элементе; изоляцию разрывной мембраны; подачу текучей среды во второй трубчатый элемент; увеличение давления внутри первого трубчатого элемента до разрыва разрывной мембраны. Разрывную мембрану можно изолировать по меньшей мере одним изолирующим элементом, находящимся снаружи первого трубчатого элемента, и по меньшей мере одним изолирующим элементом в кольцевом пространстве между первым и вторым трубчатыми элементами. Наружный изолирующий элемент может быть цементом. Текучую среду можно подавать во втором трубчатом элементе и внутрь первого трубчатого элемента до разрыва изолированной разрывной мембраны. По меньшей мере одна другая разрывная мембрана на другом интервале может размещаться в трубчатом элементе, и этапы изоляции, подачи текучей среды и разрыва можно повторять для другой разрывной мембраны или мембран. Текучую среду можно подавать в первый трубчатый элемент под давлением, достаточным для обработки пласта для интенсификации притока. Прорванную разрывную мембрану можно изолировать твердыми частицами, шаром или другим подходящим изолирующим средством.

В другом аспекте данного изобретения создан узел разрывной мембраны, содержащий окно, разрывную мембрану, имеющую порог давления разрыва, герметично соединенную с окном и блокирующую проход текучей среды через окно, когда она является целой, и крышку, герметично соединенную с окном, расположенную на расстоянии от разрывной мембраны, блокирующую проход текучей среды через окно, когда она является целой, при этом окно, разрывная мембрана и крышка образуют камеру. Камера может содержать текучую среду, когда разрывная мембрана является целой, под давлением, облегчающим разрыв разрывной мембраны. Разрывная мембрана может дополнительно содержать удерживающее устройство для удержания разрывной мембраны в герметичном соединении с окном.

В еще одном дополнительном аспекте данного изобретения создан скважинный инструмент, содержащий трубчатый элемент, содержащий канал для подачи текучей среды и выполненный с возможностью соединения с колонной обработки, клапан включения и выравнивания подачи в канале для регулирования расхода текучей среды в канале и по меньшей мере один изолирующий элемент снаружи трубчатого элемента. Клапан может быть выполнен с возможностью приведения в действие потоком текучей среды в колонне обработки. Поршень может быть соединен с клапаном.

Поршень может быть подпружинен, при этом давление текучей среды, действующее на поршень,

обуславливает воздействие поршня на клапан, по меньшей мере, для частичного его закрытия, и отсутствие давления, действующего на поршень, обуславливает такое смещение поршня, что клапан, по меньшей мере, частично открывается. Клапан может дополнительно содержать участки уплотнения, состоящие из керамических нитрида кремния и карбида бора.

В еще одном дополнительном аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент содержит по меньшей мере одну разрывную мембрану, имеющую порог давления разрыва, установленную в местоположении в трубчатом элементе, блокирующую поток обрабатываемой текучей среды, когда она является целой, и разрывающуюся на пороге давления разрыва для создания пути потока для выхода текучей среды, находящейся внутри трубчатого элемента, наружу из трубчатого элемента; цементирование трубчатого элемента на месте установки, по меньшей мере, в местоположении по меньшей мере одной разрывной мембраны; подачу текучей среды в трубчатый элемент; увеличение давления внутри трубчатого элемента до разрыва всех разрывных мембран в трубчатом элементе. Цемент может достаточно прорываться для обеспечения доступа текучей среды в пласт от прорванной по меньшей мере одной разрывной мембраны, и текучую среду можно подавать через прорванную разрывную мембрану, например, для обработки (такой как гидроразрыв) пласта. Компоновка низа бурильной колонны ("КНБК") может быть создана в трубчатом элементе, и подачу текучей среды можно использовать для перемещения компоновки. КНБК может быть соединена с каротажным кабелем. КНБК может являться стреляющим перфоратором или другим инструментом. КНБК может дополнительно содержать манжету свабирования.

В другом аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент и стенка подземного пласта образуют кольцевое пространство, размещение цемента, по меньшей мере, в секции кольцевого пространства для крепления трубчатого элемента в стволе скважины, обеспечение фрезерующего инструмента в трубчатом элементе, фрезерование по меньшей мере одного окна в трубчатом элементе фрезерующим инструментом, подачу текучей среды через окно для гидроразрыва пласта. По меньшей мере, секция цемента может быть прорвана для обеспечения доступа текучей среды из трубчатого элемента в стенку пласта. Фрезерующий инструмент может перемещаться к устью скважины после гидроразрыва пласта.

В другом аспекте данного изобретения создан способ, содержащий обеспечение трубчатого элемента для подачи текучей среды в стволе скважины в подземном пласте, при этом трубчатый элемент содержит по меньшей мере одно окно, установленное в местоположении в трубчатом элементе, и отверстие (такое как в скользящей муфте) для открытия и закрытия по меньшей мере одного окна, при этом трубчатый элемент и стенка подземного пласта образуют кольцевое пространство, ввод цемента, по меньшей мере, в секцию кольцевого пространства для крепления трубчатого элемента в стволе скважины, открытие отверстия по меньшей мере одного окна и подачу текучей среды по меньшей мере через одно открытое окно. Цемент может прорываться потоком текучей среды, проходящим через окно, и текучую среду можно использовать для гидроразрыва пласта.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1А показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания с разрывными мембранами согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 1В показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1А с насосно-компрессорной трубой обработки и инструментом, спущенным в нее, установленным в первой зоне.

На фиг. 1С детально показан фрагмент А сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1В с текучей средой, закачиваемой вниз по насосно-компрессорной трубе обработки.

На фиг. 1D показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1С с текучей средой, выходящей из насосно-компрессорной трубы обработки наружу через прорванные разрывные мембраны.

На фиг. 1Е показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1А с инструментом, переставленным во вторую зону.

На фиг. 1F показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1Е с текучей средой, закачиваемой вниз по насосно-компрессорной трубе обработки.

На фиг. 1G показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1Е с прорванными разрывными мембранами.

На фиг. 2А показан вид сечения части колонны заканчивания без инструмента в ней согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 2В показана деталь А сечения фиг. 2А с разрывной мембраной на месте в колонне заканчивания согласно одному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 2С показана деталь В сечения фиг. 2D с прорванной разрывной мембраной согласно одному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 2D показан вид сечения части колонны заканчивания с инструментом в ней согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 3 показан изометрический вид сечения стенки колонны заканчивания с разрывной мембраной согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 4А показан вид сечения конца колонны заканчивания, имеющей разрывную мембрану согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 4В показан вид сечения колонны заканчивания по линии А-А на фиг. 4А.

На фиг. 5А показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания, имеющей разрывную мембрану в муфте согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 5В показана деталь сечения разрывного диска фиг. 5А.

На фиг. 6А показан вид сечения увеличенного участка ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1В с текучей средой, закачиваемой вниз по насосно-компрессорной трубе обработки.

На фиг. 6В показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 6А с инструментом, переставленным к забою.

На фиг. 6С показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 6А с текучей средой, проходящей от кольцевого пространства и выходящей из прорванной разрывной мембраны.

На фиг. 6D показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 1А с инструментом, перемещенным к устью во второй зоне.

На фиг. 6Е показан вид сечения увеличенного участка ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 6D с текучей средой, закачиваемой вниз по насосно-компрессорной трубе обработки.

На фиг. 6F показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 6D с инструментом, перемещенным к забою от второй зоны.

На фиг. 6G показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 6D с текучей средой, проходящей от кольцевого пространства и выходящей через прорванную разрывную мембрану во второй зоне.

На фиг. 7А показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания, имеющей разрывные мембраны согласно другому варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 7В показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 7А с текучей средой, закачиваемой вниз по колонне заканчивания, и с прорванными разрывными мембранами.

На фиг. 8А показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания, имеющей разрывные мембраны согласно другому варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 8В показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 8А с текучей средой, закачиваемой вниз по колонне заканчивания, и прорванными разрывными мембранами в первой зоне.

На фиг. 8С показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 8А с изолирующим устройством, находящимся к забою от первой зоны.

На фиг. 8D показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 8А с текучей средой, закачиваемой вниз по насосно-компрессорной трубе обработки с прорванными разрывными мембранами во второй зоне.

На фиг. 8Е показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 8А с изолирующим устройством, находящимся к забою от второй зоны.

На фиг. 9А показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания с шарами гидроразрыва, закачиваемыми вниз по колонне заканчивания и изолирующими прорванные разрывные мембраны в первой зоне согласно одному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 9В показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 9А с текучей средой, закачиваемой вниз по колонне заканчивания, и прорванными разрывными мембранами во второй зоне.

На фиг. 9С показан вид сечения ствола скважины и колонны заканчивания фиг. 9А с шарами гидроразрыва, закачиваемыми вниз по колонне заканчивания и изолирующими прорванные разрывные мембраны во второй зоне.

На фиг. 10А показана часть сечения узла разрывной мембраны в муфте, зацементированной в стволе скважины согласно другому варианту осуществления изобретения.

На фиг. 10В показана часть сечения узла разрывной мембраны фиг. 10А с прорванной разрывной мембраной.

На фиг. 10С показана часть сечения узла разрывной мембраны фиг. 10А с открепленной крышкой.

На фиг. 10D показана часть сечения узла разрывной мембраны фиг. 10А с прорывом через цемент.

На фиг. 10Е показана часть сечения узла разрывной мембраны фиг. 10А с прорывом через пласт.

На фиг. 11А показан клапан выравнивания давления инструмента гидроразрыва согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 11В показано сечение клапана фиг. 11А по линии А-А.

На фиг. 11С показан вид торца клапана фиг. 11А по линии В-В.

На фиг. 11D показан увеличенный вид фрагмента С фиг. 11В.

На фиг. 12А показана муфта согласно одному варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 12В показана муфта согласно другому варианту осуществления данного изобретения.

На фиг. 13А показана часть сечения ствола скважины и колонны заканчивания согласно варианту осуществления изобретения.

На фиг. 13В показана часть сечения ствола скважины с колонной заканчивания и скважинным инструментом согласно варианту осуществления изобретения.

На фиг. 14 показано сечение ствола скважины и колонны обработки с изолирующим устройством.

На фиг. 15 показано сечение скользящей муфты согласно одному варианту осуществления изобретения.

Подробное описание предпочтительных вариантов осуществления

В общем, устройство и способы данного изобретения могут быть применены в условиях горизонтальных, наклонно-направленных или вертикальных с заканчиванием с открытым стволом или цементированием скважин или в гидроразрыве с помощью системы гибкой НКТ, где используют многоступенчатую гибридную систему с обсаженным/открытым стволом с использованием точек изоляции и гидроразрыва, установленных вдоль необсаженной/открытой секции ствола скважины, дающую сквозной доступ к обсадной колонне ствола скважины по завершении обработки для интенсификации притока.

Как показано на фиг-1А-Е, в последовательности этапов в обработке пласта для интенсификации притока согласно одному варианту осуществления данного изобретения секция ствола 10 скважины пробурена через формацию 2 с подземным нефтегазоносным пластом 3. Скважина 10 является горизонтальной скважиной. В скважине 10 установлена колонна 12 заканчивания.

Колонна заканчивания является обычно трубой из трубчатых изделий, также общеизвестной как эксплуатационная обсадная колонна или скважинный хвостовик, обычно постоянно установленной в скважине. Колонна заканчивания может являться обсадной колонной ствола скважины, хвостовиком, трубными изделиями или любой другой аналогичной насосно-компрессорной трубой.

Колонна 12 заканчивания является общеизвестным оборудованием для заканчивания с необсаженным стволом, означающим, что кольцевое пространство 18 между колонной 12 заканчивания и скважиной 10 специально не заполнено.

Секции колонны заканчивания могут соединяться друг с другом муфтами. Колонна 12 заканчивания включает в себя муфты 40, соединяющие секции 13 колонны 12 заканчивания друг с другом. Муфты 40 разнесены на равные расстояния, но не обязательно расположены на равных расстояниях вдоль колонны 12 заканчивания и обычно установлены на интервалах, определенных условиями нефтегазоносного пласта и результатами, требуемыми от проведения обработки пласта для интенсификации притока.

Муфты 40 колонны 12 заканчивания включают в себя разрывные мембраны, размещенные в разрывных окнах 20 муфт 40. В общем, разрывная мембрана является устройством, выполненным с возможностью разрываться при достижении некоторого порога давления, таким образом открывая окно в стенке, в которой оно установлено.

Разрывные мембраны, осуществляющие принципы изобретения, можно устанавливать в корпусах различных типов. Например, корпус может являться колонной заканчивания или т.п., насосно-компрессорной трубой или трубным изделием, или муфтой. "Муфта" является трубной секцией большего наружного диаметра и меньшей длины, чем смежные трубные секции, содержащиеся в большей части буровой колонны. Часто муфты используют для соединения трубных секций друг с другом, и поэтому они могут иметь любые комбинации резьб различных типов на концах. Муфты могут также выполнять функции, отличные от простого удлинения буровой колонны или соединения трубных секций друг с другом. Разрывные мембраны могут также устанавливаться в стенках колонны заканчивания. Корпуса, включающие в себя колонны заканчивания, буровые колонны, колонны обработки, трубные изделия, насосно-компрессорную трубу, трубную разводку и муфты, также именуют в данном документе трубчатыми элементами.

Колонна обработки является обычно трубой из трубчатых изделий для подачи текучих сред, такой как, но без ограничения этим, гибкая насосно-компрессорная труба и муфты для подачи текучих сред, не постоянно устанавливаемой в стволе скважины. Насосно-компрессорную трубу обработки обычно спускают в скважину (либо в необсаженный ствол или в заверченный ствол) для подачи текучей среды в ствол и/или из ствола скважины, например, при обработке подземного пласта для интенсификации притока. Также известным способом является прикрепление компоновки низа буровой колонны ("КНБК") к насосно-компрессорной трубе обработки приствольной зоны, при этом насосно-компрессорную трубу обработки можно использовать для спуска и/или подъема КНБК и подачи текучей среды для работы КНБК.

Один вариант осуществления муфты, подходящей для изобретения, в которой можно установить разрывные мембраны, показан на фиг. 12А. Муфта 41 включает в себя центральную секцию 42. Узлы 22 разрывных мембран размещены в окнах 20 в центральной секции 42 муфты 41.

Другой вариант осуществления муфты, подходящей для изобретения, в которой можно установить узлы 22 разрывных мембран, показан на фиг. 12В. Муфта, указанная в целом позицией 43, является муфтой с центральной секцией 44. Гребни 100 выступают наружу от стенок муфты 43, уменьшая пространство между муфтой 43 и стволом скважины при установке.

Как показано в принципе на фиг. 10А, 12А, 12В и 10А-10D, узел 22 разрывной мембраны содержит

удерживающее устройство 140, которое, в свою очередь, ввинчивается в стенку 400. Если узел 22 разрывной мембраны размещен в муфте с конфигурацией муфты 41, стенка 400 образует часть центральной секции 42. Альтернативно, если узел 22 разрывной мембраны размещен в муфте с конфигурацией муфты 43, стенка 400 образует часть одного из гребней 100. Удерживающее устройство 140 ввинчено в стенку 400 по резьбе 153 для удержания разрывной мембраны 148 на месте. Уплотнительные кольца 155 круглого сечения установлены между стенкой 400 и удерживающим устройством 140 и между последним и разрывной мембраной 148. Крышка 150 установлена в удерживающее устройство 140 так, что создается герметичная изоляция между центральным напорным трубопроводом колонны заканчивания и средой снаружи колонны заканчивания как в стволе скважины, так и за его пределами. Крышка 150 покрыта защитной мастикой 152, такой как силиконовый герметик, для защиты при транспортировке и погрузочно-разгрузочных операциях и для содействия удержанию на месте. Камера 157, образованная между разрывной мембраной и крышкой 150, в нормальных условиях заполнена воздухом, но может быть заполнена другими текучими средами, в зависимости от условий работы.

Крышка 150 предотвращает разрыв давлением снаружи колонны заканчивания или муфты разрывной мембраны 148 силой, направленной внутрь во время установки, обслуживания или цементирования муфты или колонны заканчивания, в которой мембрана размещена. Камера 157 в нормальных условиях находится под давлением, близким к атмосферному, до прорыва разрывной мембраны 148. Атмосферное давление содействует разрыву разрывной мембраны 148 при прогнозируемом давлении, поскольку необходимое давление, действующее внутри муфты и на внутренней стороне мембраны, можно достоверно определить. Разрывная мембрана 148 в прорванном состоянии показана на фиг. 10В-10Е. После разрыва разрывной мембраны 148 крышка 150 смещается к стволу скважины или иначе удаляется текучими средами F, проходящими через камеру 157, для обеспечения прохода текучих сред F мимо нее к стволу скважины.

Как в принципе показано на фиг. 2А-4В, в альтернативном варианте осуществления узел разрывной мембраны, осуществляющий принципы настоящего изобретения, можно выполнять обработкой на металлорежущем станке стенки муфты или любого участка стенки колонны заканчивания для создания тонкой секции, служащей разрывной мембраной. Альтернативно, разрывная мембрана может являться тонким листом материала с такими свойствами, что мембрана должна разрываться при необходимом перепаде давления на ней.

Разрывная мембрана 20а выполнена из материала, одинакового с материалом стенки 401 колонны заканчивания или муфты, в которой создана.

Разрывная мембрана 20а может иметь форму круга. В одном варианте осуществления разрывная мембрана 20а имеет диаметр между $\frac{1}{4}$ дюйма (6 мм) и 1 дюймом (25 мм) при использовании с колонной заканчивания из подходящего материала и подходящей толщины. Более предпочтителен диаметр $\frac{7}{16}$ дюйма (11 мм) или $\frac{5}{8}$ дюйма (16 мм). Вместе с тем, специалисту в данной области техники должно быть понятно, что форма, толщина и диаметр разрывной мембраны могут изменяться.

Толщина остающейся стенки, образующей разрывную мембрану, диаметр разрывной мембраны 20а и материал разрывной мембраны должны определять величину прорывающего давления. Например, согласно одному варианту осуществления данного изобретения разрывная мембрана диаметром около $\frac{5}{8}$ дюйма (16 мм), толщиной 0,01 дюйма (0,3 мм) в стенке обсадной колонны имеет прорывающее давление от около 3000 фунт/дюйм² (21 МПа) до около 4 000 фунт/дюйм² (28 МПа) с использованием обсадной колонны L-80.

Разрывная мембрана предпочтительно выполнена из нержавеющей стали марки 302, но она может быть выполнена из любого подходящего материала, который может выдерживать давления, описанные в данном изобретении. Например, разрывная мембрана может быть выполнена из пластика или металлов, таких как сплав, нержавеющая сталь или другой подходящий материал, который может выдерживать проектные давления, или материала, растворяющегося при контакте с растворяющей текучей средой. Примером растворяющей текучей среды является кислота.

Специалисту в данной области техники должно быть понятно, что форма и размер разрывной мембраны и окна, в которое ее устанавливают, может изменяться.

На фиг. 2А и 2D показано сечение ствола скважины 10 с установленной в нем колонной 12 заканчивания. На фиг. 2D показан скважинный инструмент 600, установленный в колонне 12 заканчивания. В другом варианте осуществления данного изобретения разрывные мембраны 20а образованы из стенки колонны 12 заканчивания. На интервалах вдоль длины колонны 12 заканчивания стенка утонена в некоторых местах обработкой на металлорежущем станке. Предпочтительно места образованы радиально по окружности трубы 12. Вместе с тем, места могут быть расположены в любой другой необходимой конфигурации. В одном варианте осуществления толщина сечения утоненной стенки составляет 0,01 дюйма (0,3 мм), но толщина стенки может изменяться в зависимости от используемых материалов и необходимого прорывающего давления. Данное достигается частичной проточкой через стенку колонны заканчивания для создания окна 16, имеющего разрывную мембрану 20а в качестве основания. Каждая секция сделанной тоньше стенки образует разрывную мембрану. Более предпочтительно окно 16 выполняют рассверливанием глухого отверстия.

На фиг. 3 показано частичное сечение окна 16 в стенке 401 колонны заканчивания, такой как колонна 12 заканчивания, где разрывная мембрана 20а выполнена интегрально с колонной заканчивания. Стена разрывной мембраны 12а колонны 12 заканчивания предпочтительно выполнена рассверливанием глухой проточки так, что глухая проточка большего диаметра проходит приблизительно половину пути через стенку трубы обработки, и вторая глухая проточка меньшего диаметра выполнена в первой проточке для создания утоненной секции стенки, образующей разрывную мембрану 20а. Предпочтительно проточки выполняют перпендикулярно продольной стенке колонны заканчивания, вместе с тем, это не является обязательным. Специалисту в данной области техники должно быть ясно, что порядок сверления проточки и рассверливания глухой проточки не важен. Проточка не проходит сквозь стенку разрывной мембраны 12а. Между защитной крышкой 14 и утоненной стенкой разрывной мембраны 20а находится пространство под атмосферным давлением.

Как показано на фиг. 3, защитная крышка 14 предпочтительно залавливается на место для полного закрытия площади окна 16. Крышка 14 может удерживаться на месте другим средством. Например, крышку 14 можно запрессовывать или удерживать на месте посредством кольца круглого сечения (как на фиг. 2В, например), или некоторым другим аналогичным способом, таким как ввинчивание на резьбе. Защитная крышка 14 создает установку с натягом на борт окна 16 так, что предотвращается проход текучей среды между кольцевым пространством и внутренней колонной заканчивания. Окно 16 остается закрытым до разрыва.

Закрытие окна защитной крышкой 14 служит нескольким целям. Крышка 14 создает воздушный карман с давлением около атмосферного между наружной разрывной мембраной и внутренней поверхностью крышки 14. Пространство между разрывной мембраной и крышкой 14 герметизировано, и пространство остается под атмосферным давлением или давлением, близким к нему, до разрыва мембраны. Это облегчает разрыв мембраны, поскольку она прорывается с противодействием давлению около атмосферного, и обеспечивает прорыв мембраны прогнозируемым давлением. Кроме того, без крышки 14 разрывные мембраны могут не разрываться одновременно. Если одна разрывная мембрана подлежит разрыву прежде других, то текучая среда должна выходить из такого первого прорванного окна, и давление должно уравниваться между пространством внутри и снаружи колонны заканчивания, такой как колонна 12 заканчивания, в которой размещена разрывная мембрана 20а. Крышка 14 предотвращает разрыв других мембран давлением снаружи, что должно обуславливать проход текучей среды в инструмент. Предпочтительно, как показано на фиг. 2В, защитная крышка оснащена кольцом 32 круглого сечения для дополнительного предотвращения образования пути утечки для прохода текучей среды.

На фиг. 4А и 4В в одном варианте осуществления данного изобретения разрывная мембрана 20b выполнена одной проточкой в стенке колонны 12 заканчивания. Окно 16а для разрывной мембраны 20b показано без защитной крышки.

Как показано на фиг. 5А и 5В, разрывную мембрану 20с можно получить рассверливанием совокупности концентрических глухих проточек в стенке муфты 40 или в стенке колонны 12 заканчивания. Окно 16b для разрывной мембраны 20с показано без защитной крышки.

Разрывные мембраны, подходящие для использования в данном изобретении, могут также относиться к мембранам обычного типа, используемым в известной технике, например разрывным мембранам, поставляемым Venoil™. Если используют обычные разрывные мембраны, их можно встраивать или устанавливать в колонну заканчивания и/или в муфты обычными способами и использовать согласно способам, описанным в данном документе.

Колонны заканчивания и муфты с разрывными мембранами согласно изобретению можно цементировать или использовать в условиях необсаженного ствола. Колонну 12 заканчивания и муфты 40 можно цементировать в стволе 10 скважины, заполняя кольцевое пространство 500 между колонной 12 заканчивания и муфтами 40 и стволом 10 скважины. Это является общеизвестным цементированием. Использование цемента может исключать требование использования пакеров или других изолирующих интервалы устройств. В вариантах осуществления количество цемента минимизировано на местах установки разрывных дисков 20 для обеспечения разрыва цемента текучими средами, проходящими через разорванные разрывные мембраны, для обеспечения достижения пласта текучими средами обработки.

Когда колонну заканчивания с разрывными мембранами цементируют на месте работы, интервал колонны 12 заканчивания, имеющий разрывные мембраны 20, может быть закрыт защитным экраном (не показано) для предотвращения закупоривания цементом разрывных мембран. Защитный экран можно также использовать для закрытия разрывных мембран в муфте, если используют муфту типа, показанного на фиг. 12.

Защитный экран создает пространство между колонной заканчивания и стенкой ствола скважины для обеспечения непрерывного прохода потока цемента вдоль всей длины колонны заканчивания. Давление, прикладываемое текучей средой, должно быть достаточным для гидроразрыва, проходящего через образованный слой цемента. Альтернативно, в другом варианте осуществления колонна заканчивания может опираться на ствол скважины, и, поэтому, цемент не полностью окружает колонну заканчивания, обеспечивая контакт окон разрывных мембран со стволом скважины. Давление, прикладываемое текучей средой, должно быть достаточным для гидроразрыва, проходящего прямо в пласт.

Как показано на фиг. 12В, в другом варианте осуществления использование защитного экрана может быть исключено при использовании муфты, в которой центральная секция муфты включает в себя гребни 100, радиально установленные по окружности муфты. Гребни выступают наружу от стенок муфты с разрывной мембраной, уменьшая пространство между муфтой и стволом скважины и центрируя колонну заканчивания в скважине.

Для цементирования колонны заканчивания с муфтой, имеющей гребни, на месте установки цемент закачивают между скважиной и наружным диаметром колонны заканчивания через полость, общеизвестную как кольцевое пространство. Гребни 100 устроены так, что между ними имеются пазы, так что цемент может проходить мимо гребней и продолжать заполнение кольцевого пространства. После затвердевания цемента подземный нефтегазоносный пласт, колонна заканчивания и муфта (муфты) становятся жестко соединенными друг с другом. В одном варианте осуществления изобретения вылет гребней 100 обеспечивает наличие весьма тонкого слоя цемента между гребнями 100 и подземным нефтегазоносным пластом. Цемент, используемый для заполнения кольцевого пространства, может иметь особые свойства, делающие его более подходящим для среды в скважине, и в одном варианте осуществления изобретения цемент может быть растворимым кислотой в отличие от обычного цемента, используемого в работах на нефтепромысле. Каждая муфта несет по меньшей мере одно разрывное окно, размещенное в гребне 100.

В результате, после заполнения цементом пространства между колонной заканчивания и скважиной участки цемента 500, смежные с гребнями, являются достаточно тонкими, так что текучая среда может прорываться через цемент 500, когда разрывные мембраны 148 разрываются, как показано на фиг. 10А-10Е.

Специалисту в данной области техники должно быть понятно, что данную методику цементирования колонны заканчивания в скважине, предложенную в данном изобретении, можно применять в способах обработки с использованием других обычных разрывных мембран и скользящих муфт.

Способ обработки нефтегазоносного пласта для интенсификации притока одного варианта осуществления данного изобретения включает в себя обработку нефтегазоносного пласта нагнетанием обрабатываемой текучей среды под давлением через трубу обработки и скважинный инструмент обработки. Перед выполнением данного способа интервал ствола скважины, подлежащий гидроразрыву, должен быть изолирован обычными способами. Расстояние между интервалами должно отличаться в зависимости от скважины, вместе с тем, обычно, они могут располагаться через каждые 30-50 м. Гидроизоляция во внешнем кольцевом пространстве может быть получена как цементированием колонны заканчивания на месте установки, так и внешними пакерами или другими кольцевыми изолирующими устройствами, проходящими продольно по длине колонны заканчивания. Подходящие кольцевые изолирующие устройства включают в себя манжеты и пакеры и хорошо известны в технике.

Показанный на фиг. 1А-1G способ согласно одному варианту осуществления данного изобретения включает в себя сначала спуск колонны 12 заканчивания в ствол 10 скважины и затем спуск компоновки 51 низа буровой колонны, соединенной с трубой 50 обработки, такой как гибкая труба или труба из звеньев, внутри колонны 12 заканчивания. Компоновка 51 низа буровой колонны дополнительно описана ниже и показана на фиг. 11А-11D. Инструмент 51 имеет радиальные проходы вдоль внешней поверхности, так что внутреннее пространство трубы 50 обработки сообщается с пространством снаружи трубы 50 обработки. Инструмент 51 должен затем быть установлен в подходящее место для обработки пласта. Подходящим должно быть такое положение установки, в котором изолирующие устройства, работающие под давлением (одно из которых показано позицией 30), такие как пакеры или манжеты пакера, изолируют один или несколько узлов разрывных мембран. В данном положении обрабатываемая текучая среда, закачиваемая под давлением через канал трубы 50 обработки в полость, образованную между изолирующими устройствами 30, обуславливает достаточное увеличение давления на площади разрывных мембран для разрыва разрывных мембран между изолирующими устройствами 30, работающими под давлением.

В окружении цемента, когда разрывная мембрана прорывается, обрабатываемая текучая среда осуществляет гидроразрыв цемента и затем может достигать пласта для его обработки для интенсификации притока или гидроразрыва. Текучая среда может закачиваться под давлением между около 100 фунт/дюйм² (700 КПа) и около 20000 фунт/дюйм² (140 МПа) для разрыва мембран, но другие подходящие давления закачки также возможны. Предпочтительно прикладывают давление от около 100 фунт/дюйм² (700 КПа) до около 10000 фунт/дюйм² (70 МПа). Более предпочтительно прикладывают давление от около 3000 фунт/дюйм² (21 МПа) до около 4500 фунт/дюйм² (31 МПа). В данном изобретении обработку для интенсификации притока можно начинать в любом месте по длине колонны заканчивания, где размещены разрывные мембраны, и не требуется устанавливать заданного порядка обработки. Например, обработка для интенсификации притока может происходить вначале на дальнем конце колонны заканчивания и затем перемещаться к устью, или в обратном порядке, или обработку для интенсификации притока можно начинать на середине ствола скважины и затем продолжать к устью или забою. Данное также обеспечивает открытие некоторых разрывных мембран в одной обработке и оставление других для следующей обработки.

Поэтому после обработки труба обработки и соответственно инструмент может перемещаться к устью или забою скважины для изоляции другой группы разрывных мембран. Каждая группа разрывных мембран, установленных в трубе обработки, может действовать независимо, при этом последовательные обработки приствольной зоны изолированы друг от друга. Каждый изолированный интервал пласта можно также обрабатывать отдельно.

Поскольку интервал изолирован, давление растет в колонне заканчивания очень быстро. Кроме того, одинаковое давление можно применять для каждой обработки приствольной зоны. Действие дополнительно упрощается, поскольку в отличие от известных способов каждая разрывная мембрана может быть идентичной и имеющей одинаковый порог давления.

В показанном на фиг. 6А-6G другом варианте осуществления данного изобретения пласт обрабатывают для интенсификации притока, закачивая обрабатывающую текучую среду под давлением в кольцевое пространство 56 между трубой 50 обработки и колонной 12 заканчивания, а не через трубу 50 обработки и инструмент 51 обработки. Площадь сечения кольцевого пространства 56 больше площади сечения трубы 50 обработки, так что можно достигать высокой интенсивности закачки, что важно для некоторых работ.

Инструмент 51 обработки с изолирующими устройствами 30 можно использовать для изоляции интервалов в колонне заканчивания. Дополнительно, стенка колонны 12 заканчивания, аналогично, имеет муфты 40, несущие разрывные окна 20, устроенные в них, как в описанных выше вариантах осуществления. Инструмент 51 обработки вначале устанавливают так, что изолирующие устройства 30 изолируют группу разрывных мембран. Как конкретнее показано на фиг. 6А, обрабатывающую текучую среду или любую подходящую текучую среду затем закачивают в колонну 50 обработки и выпускают из отверстий 24 инструмента 51 обработки для разрыва разрывных мембран в окнах 20. Вместе с тем, в данном альтернативном варианте осуществления, показанном на фиг. 6G, после разрыва группы разрывных мембран инструмент 51 обработки и изолирующие устройства 30 перемещаются к забою от группы разрывных мембран. Обрабатывающую текучую среду затем закачивают в скважину под давлением в кольцевое пространство 56 между насосно-компрессорной трубой 50 обработки и колонной 12 заканчивания, а не через инструмент 51 обработки. После достижения обрабатывающей текучей средой прорванной разрывной мембраны в окне 20 она должна выходить из колонны 12 заканчивания и обрабатывать для интенсификации притока смежный пласт. Инструмент 51 обработки и изолирующие устройства 30 располагаются ниже от группы разрывных окон 20, предотвращая гидроразрыв обрабатывающей текучей средой любой площади, находящейся ниже от группы разрывных окон 20. Этапы данного способа можно повторять после перемещения инструмента обработки к устью скважины, к следующей группе разрывных мембран, подлежащих разрыву с помощью инструмента обработки приствольной зоны.

В показанном на фиг. 7А и 7В другом варианте осуществления данного изобретения изолирующие устройства не требуются; обрабатывающую текучую среду закачивают в колонну заканчивания с поверхности, и все разрывные окна могут подвергаться воздействию давления текучей среды одновременно и должны также разрываться одновременно. Как указано стрелками 60, обрабатывающая текучая среда должна затем проходить в нефтегазоносный пласт 14 из окон 20 одновременно.

В показанном на фиг. 8А-9Е другом варианте осуществления данного изобретения разрывные мембраны, установленные в муфтах 20 с различными порогами давления разрыва, могут быть установлены так, что ряд разрывных мембран разрывается ступенчато, согласно приложению различных давлений текучей среды. На фиг. 8А показана колонна 12 заканчивания, спущенная в ствол скважины и готовая для выполнения обработки пласта для интенсификации притока. Прорывающие давления на каждой разрывной мембране могут увеличиваться к устью скважины, при этом разрывная мембрана с самым низким прорывающим давлением установлена вблизи башмака ствола скважины. Обрабатывающую текучую среду затем закачивают в колонну заканчивания для прорыва разрывных мембран и продолжают закачивание для обработки для интенсификации притока первого интервала, расположенного вблизи башмака ствола скважины, как показано на фиг. 8В. По завершении обработки первого интервала его изолируют, прекращая сообщение текучей средой с остальной частью колонны 12 заканчивания. Данную изоляцию можно осуществить, установив изолирующее устройство 80 между разрывной мембраной в первом интервале и следующим интервалом, подлежащим обработке для интенсификации притока, как показано на фиг. 8С. Следующий интервал пласта можно затем обработать для интенсификации притока, как показано на фиг. 8D. Изолирующее устройство 80 может являться пакером или другим устройством, известным в технике. Другим способом изоляции интервала является закачка шаров 90 гидроразрыва или материала из твердых частиц в колонну заканчивания, блокирующих проход через прорванную разрывную мембрану, как показано на фиг. 9А. Следующий интервал должен быть расположен к устью от первой зоны. Этапы затем повторяют для обработки для интенсификации притока следующего интервала пласта и последующего интервала, как показано на фиг. 8Е. Последовательность действий не обязательно начинать на дальнем конце колонны заканчивания, разрывные мембраны можно прорывать в любом порядке. Во время заканчивания скважины в некоторых случаях требуется спуск набора различных инструментов в скважину для выполнения различных функций. Наиболее экономичным способом спуска данных инструментов в ствол скважины обычно является способ с использованием каротажного кабеля

для спуска и подъема инструмента. Для спуска инструментов на каротажном кабеле в горизонтальный ствол скважины окна вблизи башмака ствола скважины являются прорванными, как показано на фиг. 8В. Это создает сообщение с пластом и обеспечивает закачку инструментов на каротажном кабеле в ствол скважины к забою, что невозможно, если дальний конец ствола скважины изолирован.

Способ, описанный со ссылками на фиг. 8А-9С, можно практически реализовать, если ствол скважины цементируют только с присутствием колонны заканчивания и закачивают обрабатывающую текучую среду через колонну заканчивания; с присутствием колонны заканчивания и при закачке текучей среды обработки пристволевой зоны через колонну обработки; при закачке через кольцевое пространство между колонной заканчивания и колонной обработки, как описано в вариантах осуществления, приведенных выше.

Другой вариант осуществления данного изобретения включает в себя использование разрывной мембраны, раскрытой в данной заявке, в интенсифицированной добыче нефти, например гравитационным дренированием при закачке пара или извлечением в виде пара. Обычно, необходимо иметь пару из горизонтальных нагнетательной и эксплуатационной скважин. Разрывные мембраны, установленные в стенках колонны заканчивания, спущенной в нагнетательную скважину, должны разрываться под давлением пара или растворителя, закачиваемого в нагнетательную скважину. Пар или растворитель разжижает нефть, находящуюся между парой горизонтальных скважин. Разрывные мембраны, установленные в стенках колонны заканчивания, спущенной в эксплуатационную скважину, должны затем разрываться давлением, обеспечивая перемещение разжиженной нефти в эксплуатационную скважину через прорванные разрывные мембраны и затем ее отбор в эксплуатационной скважине.

В альтернативном варианте осуществления колонну заканчивания спускают в ствол скважины и цементируют в нефтегазоносном пласте. На месте установленных с разносом муфт, несущих разрывные мембраны, может быть создана колонна заканчивания, локально сообщающаяся с цементом. Примеры включают в себя, без ограничения этим, обычные разрывные мембраны, скользящие муфты и/или любой способ открывания окна в стенке колонны заканчивания; стенку колонны заканчивания с уменьшенной толщиной или даже полностью или частично удаляемую любым средством для создания зоны низкой или нулевой прочности в стенке колонны заканчивания. Материал стенки колонны заканчивания можно удалять резанием, обработкой на металлорежущем станке, абразивной обработкой, химическим удалением или другим средством. Получающаяся в результате зона низкой или нулевой прочности должна обеспечивать гидроразрыв через цемент, таким образом действуя аналогично разрывной мембране и обеспечивая обработку обрабатывающей текучей средой для интенсификации притока из подземного нефтегазоносного пласта с увеличением давления в текучей среде согласно любому из способов, описанных выше. Альтернативно, цемент может быть растворимым кислотой, и вместо высокого давления для интенсификации притока запускают кислоту в качестве жидкости предварительной обработки перед гидроразрывом. Некоторое давление должно требоваться как для прорыва разрывных мембран, так и для прохода через зону пониженной прочности стенки колонны заканчивания, но давление должно быть ниже используемого для запускаемой только давлением обработки для интенсификации притока.

Все описанные выше варианты осуществления, в общем, относятся к колонне заканчивания, цементируемой в нефтегазоносном пласте. Также возможно использование описанного выше изобретения в необсаженном стволе скважины, вместе с тем, должны быть использованы изолирующие устройства между средой снаружи колонны заканчивания и нефтегазоносным пластом для гидравлической изоляции площади, подлежащей обработке, для интенсификации притока так, что обрабатывающая текучая среда должна проходить из канала колонны, содержащего обрабатывающую текучую среду, через прорванные разрывные окна в пласт. Если внешние кольцевые изолирующие устройства отсутствуют, текучая среда может не проходить куда требуется.

На фиг. 11А-11D показана компоновка 51 низа бурильной колонны (КНБК), используемая на дальнем конце колонны обработки, такой как колонна 50 обработки. При спуске КНБК 51 в скважину ствол скважины в нормальных условиях заполнен рабочей текучей средой (часто водой). Для спуска инструмента 51 на колонне обработки в ствол скважины рабочая текучая среда должна вытесняться. Рабочая текучая среда проходит через окна 100, через центральный проход 102, через седло 104 и выходит из окна 106. Она входит обратно в КНБК 51 через окна 108 и продолжает выход из КНБК через центральный проход 110 и вверх по каналу насосно-компрессорной трубы обработки.

Когда КНБК 51 поднимают из ствола 10 скважины, колонна 50 обработки заполнена рабочей текучей средой или текучей средой обработки, которые должны уходить из внутреннего пространства колонны обработки с регулируемым расходом. Если расход или перепад давления текучей среды превышает заданный порог, тогда должны устанавливаться изолирующие элементы 30, обуславливающие уплотнение инструмента на внутренней поверхности стенки колонны 12 заканчивания, предотвращающие подъем инструмента. Данное является необходимым атрибутом при подготовке к обработке для интенсификации притока, и изолирующие элементы необходимо устанавливать для получения гидравлической изоляции на колонне 12 заканчивания, но не когда предпринимают подъем колонны 50 обработки и КНБК 51 из ствола 10 скважин. Для подъема инструмента 51 обработки колонну 50 обработки поднимают из ствола 10 скважин с регулируемой скоростью, так что перепад давления на поршне 112 не обуславливает его

перемещения и уплотнения в седле 104. Изолирующий элемент 30 показан на фиг. 11А и 11С с самым большим диаметром на участке, обращенном влево, имеется стыкующийся уплотняющий элемент (не показано), прикрепленный к левой стороне КНБК 51 имеющий самый большим диаметр на участке, обращенном вправо. В площади, образованной между двумя изолирующими элементами 30, имеются окна 108 и поршень 112.

Как показано на фиг. 11D, в области поршня при росте интенсивности перекачки текучей среды перепад давления растет на левом торце 116 поршня 112 в показанной ориентации, чему противодействует пружина 114. При продолжении роста давления на торце 116 пружина сжимается, тогда поршень 112 перемещается вправо. При заданном перепаде давления правый торец 118 поршня должен входить в контакт с седлом 104 и создавать изоляцию текучей среды, так что приток текучей среды из окна 106 в центральный проход 102 прекращается.

При обработке для интенсификации притока с увеличением интенсивности перекачки обрабатываемой текучей среды текучая среда перемещается, выходя через окна 108, поскольку поршень 112 герметично соединен с седлом 104, предотвращая проход текучей среды через КНБК. Вместо этого, текучая среда перемещается через окна 108 и придавливает свесы изолирующих элементов 30 к стенке колонны 12 заканчивания, создавая герметичную изоляцию. Окно 108 расположено между двумя изолирующими элементами 30, которые разобщают муфту или другой участок колонны 12 заканчивания, частично или полностью удаленный так, что это является подходящим для обработки пласта для интенсификации притока, как описано выше в данном документе. После достижения текучей средой критического давления она должна прорывать разрывную мембрану и осуществлять обработку для интенсификации притока нефтегазоносного пласта 3 согласно способам, описанным выше в данном документе. Уплотняющие участки клапана состоят из керамического материала (нитрид кремния для конца поршня и карбид бора для седла).

Как показано на фиг. 14, в другом варианте осуществления изобретения компоновку низа буровой колонны не используют. В данном варианте осуществления колонну 12 заканчивания спускают в ствол скважины и могут как цементировать, так и оставлять в необсаженном стволе скважины. В варианте необсаженного ствола скважины изолирующие элементы внешнего кольцевого пространства требуются для изоляции интервала, представляющего интерес. В варианте с цементованием, цемент 26 скрепляет колонну 12 заканчивания с нефтегазоносным подземным пластом 3. Колонну 50 обработки спускают в ствол скважины с изолирующим элементом 30 на ее дальнем конце. Твердые частицы 602, такие как песок, осаждают в колонне заканчивания для изоляции разрывных окон, создавая конструкцию, известную, как песчаная пробка 20. Колонну 50 обработки затем устанавливают так, что разрывное окно или окна, представляющие интерес, изолированы между колонной обработки и ее изолирующим элементом 30 и твердыми частицами 60. Обрабатываемую текучую среду затем закачивают в колонну 50 обработки, разрывают разрывные окна 20 и обрабатывают для интенсификации притока интервал, представляющий интерес. Следом за обработкой для интенсификации притока песчаную пробку можно удалить и переместить на другой интервал, представляющий интерес, и выполнить дополнительную обработку для интенсификации притока. В другом варианте осуществления настоящего изобретения используют механическую мостовую пробку вместо песчаной пробки. Колонну 50 обработки затем устанавливают так, что разрывное окно или окна, представляющие интерес, изолированы между колонной обработки и ее изолирующим элементом 30 и изолирующим устройством (не показано) или твердыми частицами.

На фиг. 13А и 13В в другом варианте осуществления колонну 50 обработки спускают в колонне 12 заканчивания к забою скважины. На фиг. 1С показана колонна 12 заканчивания с частичным разрезом для демонстрации инструмента 51, сообщаемого текучей средой с колонной 50 обработки. Колонна 50 обработки может представлять собой гибкую насосно-компрессорную трубу или трубу из звеньев. Инструмент может представлять собой любой обычный инструмент для использования в данном виде работ, который можно прикреплять к насосно-компрессорной трубе обработки и можно изолировать по меньшей мере двумя изолирующими устройствами. Данные изолирующие устройства могут представлять собой пакеры или пакерные манжеты или другое изолирующее средство. По меньшей мере одна секция инструмента 51, относящегося к типу инструмента с двумя манжетами на концах, имеет отверстие 24, из которого текучую среду можно выпускать в пространство в колонне 12 заканчивания. Данную секцию инструмента изолируют изолирующими устройствами 30 так, что любая текучая среда, выпускаемая из отверстия 28, должна оставаться заключенной в пространстве между изолирующими устройствами 30.

В каждом интервале имеется площадь 20 колонны 12 заканчивания, где стенка колонны заканчивания или муфты выполнена утоненной. Утоненные площади колонны заканчивания или муфты находятся там, где окна 16 должны открываться после прорыва разрывных мембран.

Текучая среда, выпускаемая из отверстия 28 инструмента 51, обуславливает увеличение давления, вполне достаточное для прорыва разрывной мембраны, как показано на фиг. 1D, и затем обработки пласта для интенсификации притока, как показано на фиг. 1E. После обработки для интенсификации притока изолированной площади инструмент может быть переставлен на следующее необходимое место, подлежащее обработке для интенсификации притока, как показано на фиг. 1F. Инструмент может переме-

щаться к устью скважины или к забою скважины от разрывной мембраны, прорванной первой.

В другом варианте осуществления данного изобретения используют инструмент обработки, объединенный с клапаном выравнивания давления в горизонтальных или вертикальных скважинах для разобщения и изоляции интервалов, содержащих перфорационные каналы, отверстия, выполненные абразивной струей под давлением, скользящие муфты или окна с разрывными мембранами для целей выполнения обработки. Как показано на фиг. 15, скользящая муфта 206 согласно изобретению может быть выполнена с возможностью открытия и закрытия окна 200 в стенке 202 трубчатого элемента, с разрывной мембраной 204 в окне 200. Муфта 206 может перемещаться в направлении 208, при этом окно 200 открывается, когда отверстие 210, по меньшей мере, частично совмещено с окном 200. Муфта может приводиться в действие обычным средством.

В одном варианте осуществления способ одного варианта осуществления данного изобретения включает в себя обработку пласта для интенсификации притока закачкой обрабатываемой текучей среды под давлением через насосно-компрессорную трубу обработки и инструмент обработки. Перед выполнением данного способа интервал ствола скважины, подлежащий гидроразрыву, должен быть изолирован обычными способами. Разнос интервалов должен отличаться в зависимости от скважины, вместе с тем, обычно, разнос может составлять около 100 м между каждым интервалом. Гидравлическую изоляцию внешнего кольцевого пространства может создавать имеющаяся колонна заканчивания, как цементированная на месте установки, так и имеющая внешние пакеры или другие кольцевые изолирующие устройства, проходящие продольно по длине колонны заканчивания. Цементирование, внешние пакеры и кольцевые изолирующие устройства создают гидравлическую изоляцию вдоль кольцевого пространства, образованного колонной заканчивания и необсаженным стволом скважины.

Специалисту в данной области техники должно быть понятно, что текучую среду требуется закачивать под достаточным давлением для прорыва разрывных мембран, и данное давление является различным в зависимости от типа разрывной мембраны и местоположения разрывной мембраны. Предпочтительно давление закачки текучей среды меньше расчетного давления разрыва. Как рассмотрено выше, начальное давление закачки может в одном примере составлять около 4200 фунт/дюйм² (29 МПа) или 31 МПа и 9000 фунт/дюйм² (56 МПа) на поверхности (11000 фунт/дюйм² (77 МПа) на забое) в другом примере.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Выравнивающий давление клапан для инструмента обработки, перемещаемого в колонне заканчивания, когда между инструментом обработки и колонной заканчивания имеется пространство сверху изолирующего инструмента, при этом клапан содержит

цилиндрическое тело клапана, в котором выполнен осевой проход, обеспечивающий возможность сообщения по текучей среде с инструментом обработки, отверстие клапана, расположенное между осевым каналом и колонной заканчивания снизу изолирующего инструмента, и по меньшей мере одно окно для текучей среды, расположенное сверху отверстия клапана между осевым проходом и указанным пространством;

цилиндрический поршень, герметично установленный с возможностью осевого перемещения в осевом проходе и имеющий колоколообразный участок со стороны устья скважины для отклонения потока текучей среды через окна отклонения потока текучей среды и участок со стороны забоя с таким же диаметром;

по меньшей мере одно окно для отклонения потока, расположенное смежно с участком поршня со стороны устья скважины и образованное между осевым проходом тела клапана и указанным пространством, при этом поршень установлен с возможностью перемещения между закрытым положением, в котором участок поршня со стороны забоя блокирует отверстие клапана для перекрытия потока текучей среды через окна потока текучей среды между указанным пространством и колонной заканчивания снизу изолирующего инструмента, и открытым положением, в котором участок поршня со стороны забоя находится на расстоянии от отверстия клапана для соединения по текучей среде между указанным пространством и отверстием клапана так, чтобы текучая среда текла сверху от инструмента обработки через осевой проход и отклонялась участком поршня со стороны устья скважины по меньшей мере через одно окно отклонения потока и протекала через указанное пространство по меньшей мере через одно окно для потока текучей среды и через отверстие клапана в колонну заканчивания ниже изолирующего инструмента;

по меньшей мере одно верхнее уплотнение между осевым проходом и участком поршня со стороны устья скважины;

упор, установленный в осевом проходе между отверстием клапана и верхним уплотнением;

выступ, расположенный в поршне между участками поршня со стороны устья скважины и со стороны забоя и участком упора со стороны устья скважины в осевом проходе;

пружину, расположенную между упором и выступом и действующую между поршнем и телом клапана для подпружинивания поршня в открытое положение так, что когда интенсивность потока текучей

среды от инструмента обработки превышает заданное значение с преодолением силы действия пружины, поршень имеет возможность смещаться в закрытое положение, удерживая поток текучей среды в указанном пространстве, и когда интенсивность потока текучей среды от инструмента обработки падает ниже заданного значения, пружина имеет возможность смещать поршень в открытое положение для выравнивания давления сверху и снизу изолирующего инструмента.

2. Клапан по п.1, дополнительно содержащий нижнее уплотнение между осевым проходом и участком поршня со стороны забоя.

3. Выравнивающий давление клапан для инструмента гидроразрыва, перемещаемого в колонне заканчивания, когда между инструментом гидроразрыва и колонной заканчивания имеется пространство сверху по меньшей мере двух изолирующих инструментов, образующих пространство между ними и изолирующих отверстие для выпуска текучей среды в инструменте гидроразрыва, при этом клапан содержит

цилиндрическое тело клапана, в котором выполнен осевой проход, обеспечивающий возможность сообщения по текучей среде с инструментом обработки, отверстие клапана, расположенное между осевым каналом и колонной заканчивания снизу изолирующего инструмента, и по меньшей мере одно окно для текучей среды, расположенное сверху отверстия клапана между осевым проходом и указанным пространством;

цилиндрический поршень, герметично установленный с возможностью осевого перемещения в осевом проходе и имеющий участок со стороны устья скважины и участок со стороны забоя с таким же диаметром;

по меньшей мере одно окно для отклонения потока, расположенное смежно с участком поршня со стороны устья скважины и образованное между осевым проходом тела клапана и указанным пространством, при этом поршень установлен с возможностью перемещения между закрытым положением, в котором участок поршня со стороны забоя блокирует отверстие клапана для перекрытия потока текучей среды через окна для потока текучей среды между указанным пространством и колонной заканчивания снизу изолирующего инструмента, и открытым положением, в котором участок поршня со стороны забоя находится на расстоянии от отверстия клапана для соединения по текучей среде между указанным пространством и отверстием клапана так, чтобы текучая среда текла сверху от инструмента обработки через осевой проход и отклонялась участком поршня со стороны устья скважины по меньшей мере через одно окно отклонения потока и протекала через указанное пространство по меньшей мере через одно окно для потока текучей среды и через отверстие клапана в колонну заканчивания ниже изолирующего инструмента;

по меньшей мере одно верхнее уплотнение между осевым проходом и участком поршня со стороны устья скважины;

упор, установленный в осевом проходе между отверстием клапана и верхним уплотнением;

выступ, расположенный в поршне между участками поршня со стороны устья скважины и со стороны забоя и участком упора со стороны устья скважины в осевом канале;

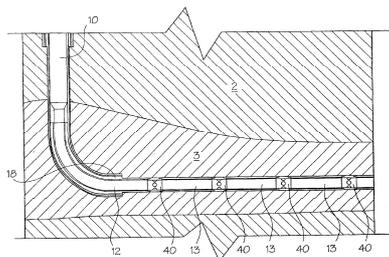
пружину, расположенную между упором и выступом и действующую между поршнем и телом клапана для подпружинивания поршня в открытое положение так, что когда интенсивность потока текучей среды от инструмента обработки превышает заданное значение с преодолением силы действия пружины, поршень имеет возможность смещаться в закрытое положение, удерживая поток текучей среды в указанном пространстве, и когда интенсивность потока текучей среды от инструмента обработки падает ниже заданного значения, пружина имеет возможность смещать поршень в открытое положение для выравнивания давления сверху и снизу изолирующего инструмента.

4. Клапан по п.3, дополнительно содержащий нижнее уплотнение между осевым проходом и участком поршня со стороны забоя.

5. Клапан по п.3, в котором инструмент обработки скважины является инструментом гидроразрыва.

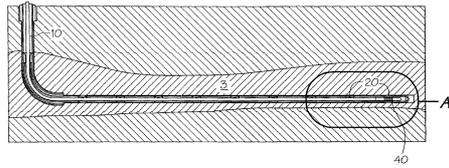
6. Клапан по п.3, в котором изолирующим инструментом является пакерная манжета.

7. Клапан по п.3, в котором изолирующим инструментом является пакер.

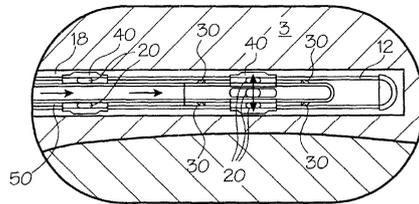


Фиг. 1А

034040

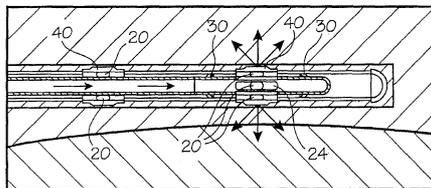


Фиг. 1В

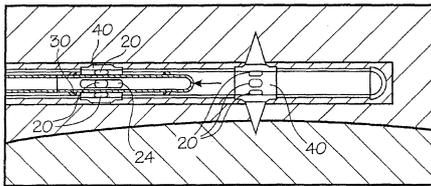


ДЕТАЛЬ А

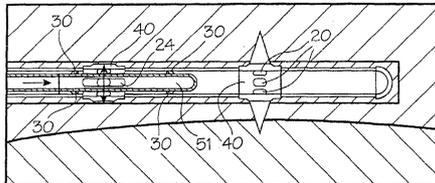
Фиг. 1С



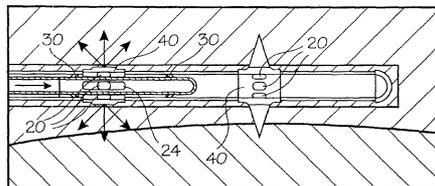
Фиг. 1D



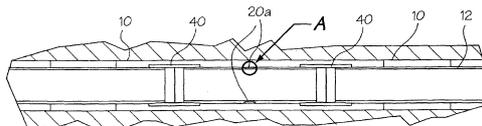
Фиг. 1Е



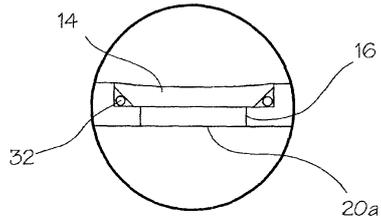
Фиг. 1F



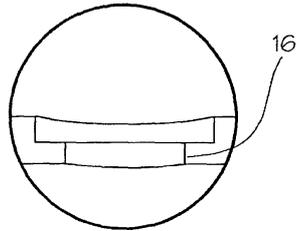
Фиг. 1G



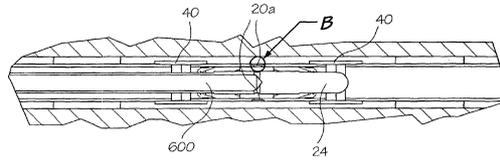
Фиг. 2А



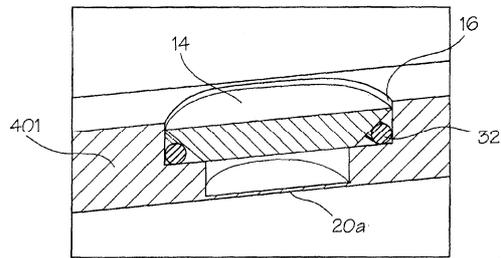
ДЕТАЛЬ А
Фиг. 2В



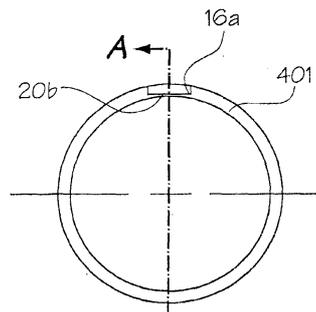
ДЕТАЛЬ В
Фиг. 2С



Фиг. 2D

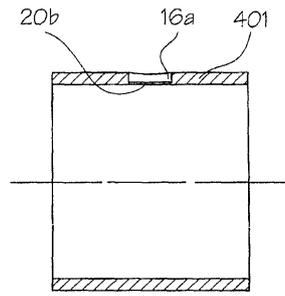


Фиг. 3



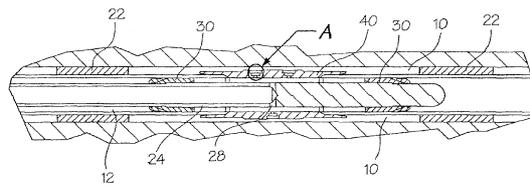
Фиг. 4А

034040

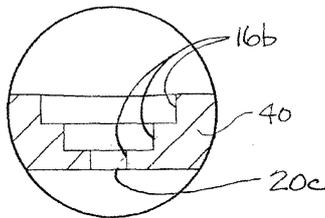


СЕЧЕНИЕ А-А

Фиг. 4В

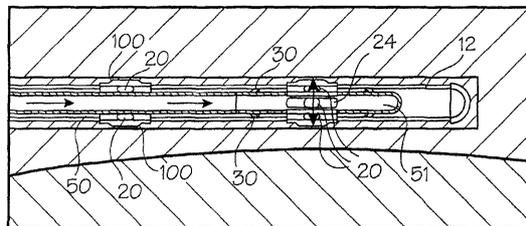


Фиг. 5А

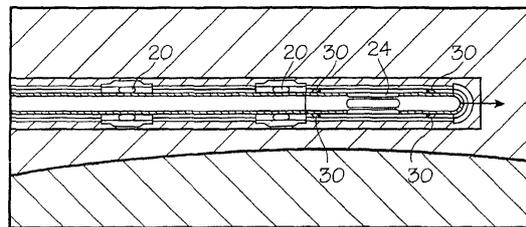


ДЕТАЛЬ А

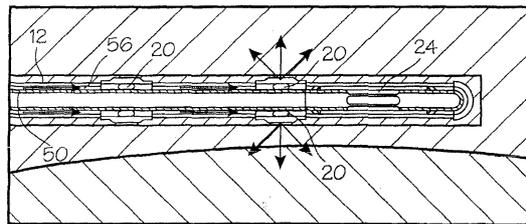
Фиг. 5В



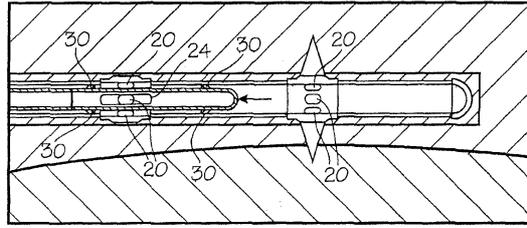
Фиг. 6А



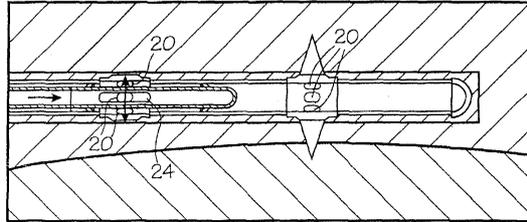
Фиг. 6В



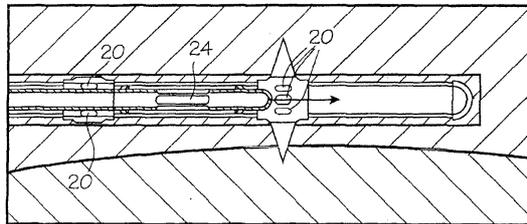
Фиг. 6С



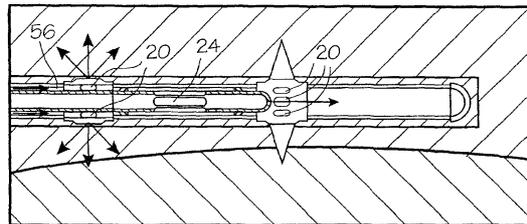
Фиг. 6D



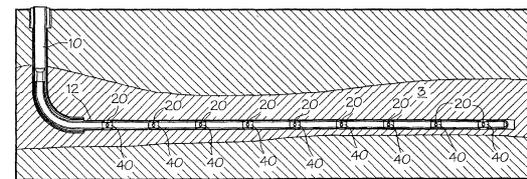
Фиг. 6E



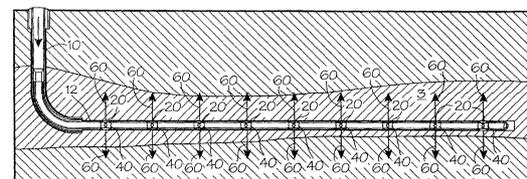
Фиг. 6F



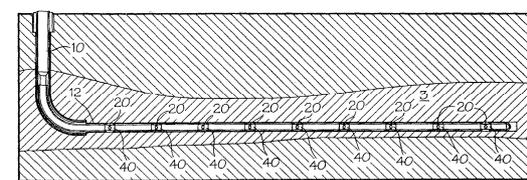
Фиг. 6G



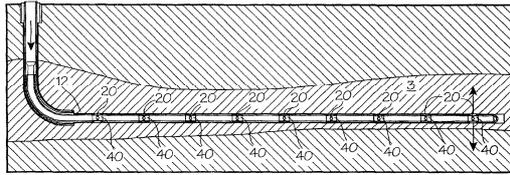
Фиг. 7A



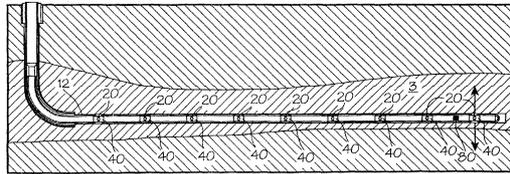
Фиг. 7B



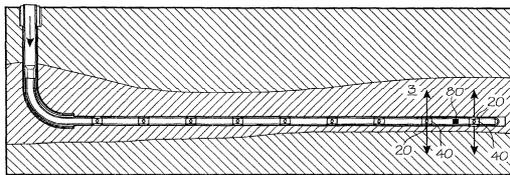
Фиг. 8A



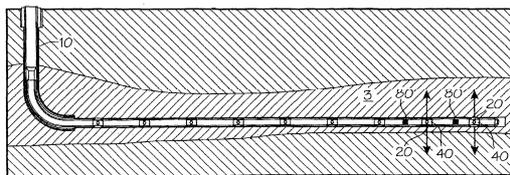
Фиг. 8В



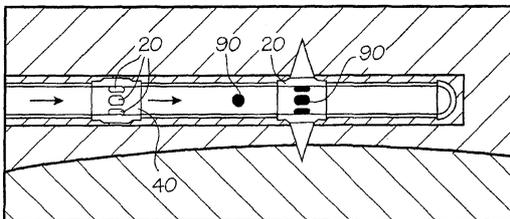
Фиг. 8С



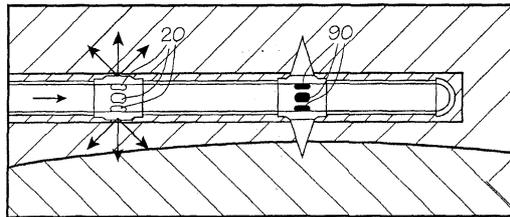
Фиг. 8D



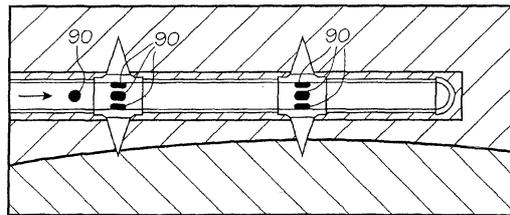
Фиг. 8E



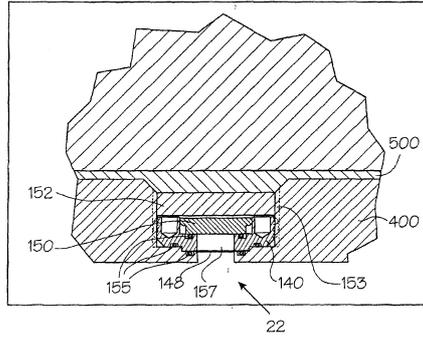
Фиг. 9А



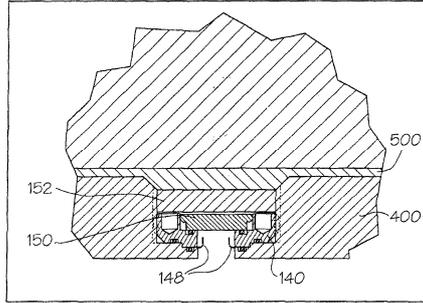
Фиг. 9В



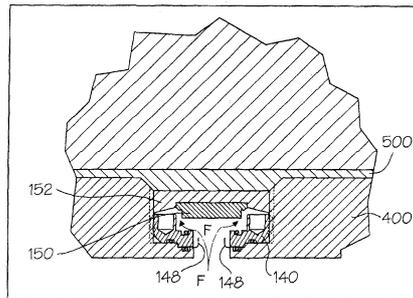
Фиг. 9С



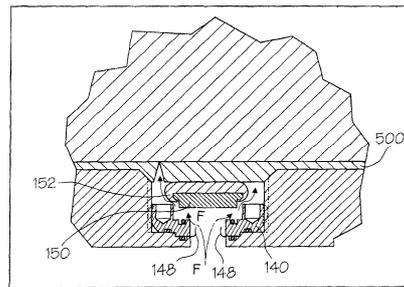
Фиг. 10А



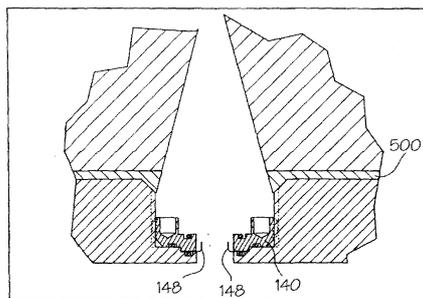
Фиг. 10В



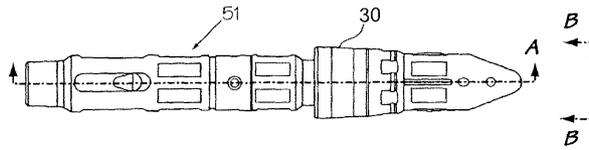
Фиг. 10С



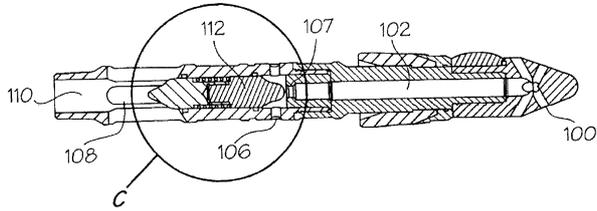
Фиг. 10D



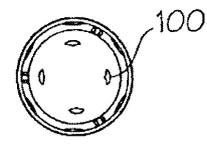
Фиг. 10Е



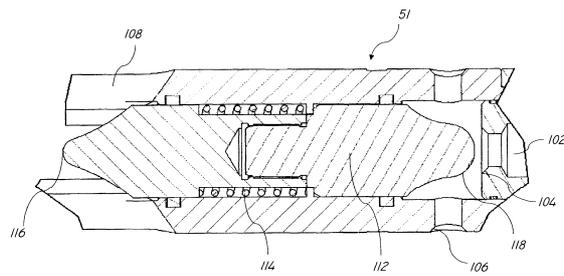
Фиг. 11А



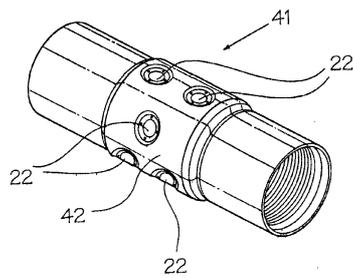
Фиг. 11В



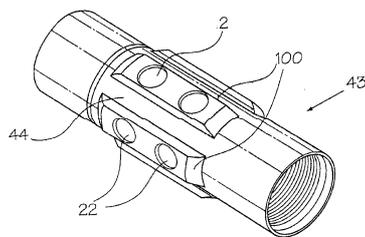
ВИД В-В
Фиг. 11С



Фиг. 11D



Фиг. 12А



Фиг. 12В

