

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040920**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.08.17

(21) Номер заявки
201892600

(22) Дата подачи заявки
2016.07.22

(51) Int. Cl. *E21B 33/12* (2006.01)
E21B 33/128 (2006.01)
E21B 17/00 (2006.01)

(54) **ЗАЩИТА РАСХОДУЕМОГО МАТЕРИАЛА ПАКЕРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ
УЛУЧШЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПРОГОНОВ**

(43) **2019.06.28**

(86) **PCT/US2016/043618**

(87) **WO 2018/017128 2018.01.25**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ХАЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ
СЕРВИСЕЗ, ИНК. (US)**

(56) US-A1-20080149351
US-A-3916999
US-A-4862967
US-A1-20130025849
US-B2-7387158

(72) Изобретатель:
**Стоукс Мэтью Брэдли, Хенкель
Мишель Брайан (US)**

(74) Представитель:
**Хмара М.В., Липатова И.И.,
Новоселова С.В., Пантелеев А.С.,
Ильмер Е.Г., Осипов К.В. (RU)**

(57) Временный защитный кожух расположен поверх пакерного элемента, находящегося в составе скважинного пакера, для того, чтобы обеспечить изоляцию от несовместимых скважинных флюидов и чтобы минимизировать тенденцию к свабированию или пакерованию, предварительно установленному в связи с потоком флюидов мимо пакерного элемента во время прогона, тем самым обеспечивая возможность более быстрого прогона. Указанный защитный кожух может быть уменьшающимся или расходуемым, например, путем растворения в скважинном флюиде или путем расплавления при заранее определенных скважинных термодинамических условиях. Защитный кожух может иметь форму муфты или нанесенного покрытия.

B1

040920

040920

B1

Область техники

Настоящее раскрытие изобретения относится в целом к нефтяному скважинному оборудованию и, более конкретно, к эластомерным пакерам, используемым для заканчивания, цементирования скважины и других скважинных работ.

Уровень техники

Скважинные пакеры обычно используют во многих вариантах применения нефтяных месторождений с целью герметизации от воздействия потока флюида для изоляции одного или более участков ствола скважины для целей проведения испытаний, обработки или добычи из скважины. Неограничивающие примеры флюидов включают жидкости, такие как нефть и вода, газы, такие как природный газ, и трехфазный поток. Пакеры можно классифицировать как восстанавливаемые или постоянные.

При разворачивании пакера пакер в состоянии сжатия в радиальном направлении может свисать в открытом или обсаженном стволе скважины с эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб, рабочей колонны, кабеля и т.п. При установлении в положение пакер может быть установлен, например, путем применения натяжения, сжатия или гидравлической силы, так что один или более клиновых захватов или другой анкерный механизм входят в зацепление с внутренней поверхностью ствола скважины или обсадной колонны, таким образом, фиксируя пакер внутри ствола скважины. Установка пакера в радиальном направлении расширяет эластомерный уплотнительный элемент или пакерный элемент, приводя его в зацепление с внутренней поверхностью ствола скважины или обсадной колонны, тем самым предотвращая поток флюида через кольцевое пространство.

Пакерные элементы могут быть образованы с использованием ограниченного количества различных каучуковых смесей, так как большинство эластомеров, способных обрабатывать самые разнообразные флюиды нефтяных месторождений, также характеризуются низкой прочностью на растяжение и сопротивлением экструзии, что делает их непригодными для использования. Поэтому большинство пакерных уплотнительных элементов изготавливают из прочного нитрильного материала, такого как нитрил-бутадиеновый каучук (NBR) или гидрированный нитрилбутадиеновый каучук (HNBR).

Однако при воздействии несовместимого флюида, который может появляться во время операции прогона внутрь ствола скважины, уплотнительный пакерный элемент может начать быстро разрушаться. По этой причине, кроме того, в дополнение к минимизации высокой почасовой стоимости скважинных работ может быть желательно ограничить время, в течение которого пакеры подвергаются воздействию такого несовместимого флюида, путем увеличения скорости прогонов. Высокая скорость прогонов может привести к тому, что каучуковый пакерный элемент начнет преждевременно пакероваться или свабироваться. Это явление происходит из-за того, что вязкий скважинный флюид, протекающий мимо каучукового пакерного элемента во время прогона, имеет тенденцию вытащить пакерный элемент наружу по направлению к стенке ствола скважины. Поток флюида мимо пакера может также повредить другие элементы пакера, включая клиновые захваты, отклоняющие клинья и т.п.

Краткое описание графических материалов

Варианты реализации изобретения подробно описаны ниже со ссылкой на прилагаемые фигуры, при этом

на фиг. 1 проиллюстрирован вертикальный вид в частичном поперечном сечении приведенной в качестве примера скважинной системы, показывающий скважинный пакер согласно варианту реализации принципов настоящего раскрытия изобретения, который вводят в ствол скважины с помощью средства транспортировки в виде кабеля или гибкой насосно-компрессорной трубы;

на фиг. 2 - вертикальный вид в частичном поперечном сечении, по меньшей мере, приведенной в качестве примера скважинной системы, показывающий скважинный пакер согласно варианту реализации принципов настоящего раскрытия изобретения, который вводят в ствол скважины посредством буровой колонны, рабочей колонны или эксплуатационной насосно-компрессорной колонны;

на фиг. 3 - вертикальный вид в частичном поперечном сечении приведенного в качестве примера скважинного пакера, который может быть использован в сочетании со скважинной системой, проиллюстрированной на фиг. 2, показывающий эластомерный пакерный элемент, покрытый временным защитным кожухом, в соответствии с вариантом реализации изобретения;

на фиг. 4 - вертикальный вид в частичном поперечном сечении приведенного в качестве примера скважинного пакера, который может использоваться в сочетании со скважинной системой, проиллюстрированной на фиг. 2, показывающий эластомерный пакерный элемент, приводной механизм и анкерный механизм, покрытые временным защитным кожухом, в соответствии с вариантом реализации изобретения;

на фиг. 5 - вертикальный вид в частичном поперечном сечении приведенного в качестве примера скважинного пакера, который может использоваться в сочетании со скважинной системой, проиллюстрированной на фиг. 2, показывающий эластомерный пакерный элемент, покрытый временным защитным кожухом, в соответствии с вариантом реализации изобретения;

на фиг. 6 - блок-схема последовательности операций способа выполнения работ в стволе скважины в соответствии с вариантом реализации изобретения, который позволяет сократить время прогонов при разворачивании скважинных пакеров.

Подробное описание сущности изобретения

Настоящее раскрытие изобретения может повторно приводить ссылочные позиции и/или буквы в различных примерах. Это повторение предназначено для простоты и ясности изложения и само по себе не устанавливает в обязательном порядке связь между различными вариантами реализации изобретения и/или обсуждаемыми конфигурациями. Кроме того, такие термины пространственного отношения, как "внизу", "ниже", "нижний", "выше", "верхний", "вверх по стволу скважины", "в глубине скважины", "вверх по течению", "вниз по течению" и т.п., могут использоваться в данном документе для упрощения изложения для описания отношения одного элемента или отличительного признака к другому элементу (элементам) или отличительному признаку (признакам), как проиллюстрировано на фигурах. Термины пространственного отношения предназначены для охвата различных ориентаций используемого устройства или эксплуатации в дополнение к ориентации, изображенной на фигурах.

На фиг. 1 проиллюстрирована приведенная в качестве примера скважинная система 100, которая содержит пакер 200 в соответствии с вариантом реализации изобретения, развернутым в кабельной среде. В некоторых примерах кабельных операций в скважине платформа над поверхностью 106, которая оснащена вышкой для бурения 132 или буровой лебедкой 133, которая поддерживает средство транспортировки 134, проходящее вглубь ствола 102 скважины, который может содержать обсадную колонну 104. Кабельные операции в скважине могут выполняться, например, после того, как бурильную колонну удаляют из ствола 102 скважины, чтобы обеспечить спуск пакера 200 с помощью кабеля вглубь ствола 102 скважины, например, в сочетании с одной или более каротажными операциями в скважине. Средство транспортировки 134 может представлять собой гибкую насосно-компрессорную трубу, проводной кабель или другую конструкцию, на которой спускают пакер 200.

На фиг. 2 проиллюстрирована приведенная в качестве примера скважинная система 100', которая содержит пакер 200 в соответствии с вариантом реализации изобретения, развернутый в типичной среде прогона колонны труб, например, используемой во время бурения ствола 102 скважины. Средство транспортировки 134' может быть выполнено из свечей бурильных труб или отдельных длин труб, соединенных вместе, чтобы образовать колонну 140 труб, которая опускается вглубь ствола 102 скважины. Колонна 140 труб содержит пакер 200. Буровая установка 142 на поверхности 106 может поддерживать колонну 140 труб. Колонна 140 труб может быть бурильной колонной, которая, помимо бурильной трубы, может содержать, например, рабочую трубу, утяжеленную бурильную трубу, компоновку низа бурильной колонны с турбинным забойным двигателем, буровым долотом и другими компонентами (не проиллюстрированы). Колонна 140 труб также может быть эксплуатационной колонной насосно-компрессорных труб при заканчивании скважины для добычи или рабочей колонной труб для цементирования, перфорирования или других операций.

Как описано в данном документе, приведенные в качестве примера варианты реализации настоящего изобретения относятся к пакеру 200, содержащему расходуемый временный защитный элемент, расположенный на нем, который защищает пакерный элемент и необязательно другие компоненты пакера от неблагоприятного воздействия окружающей среды и потока флюидов в стволе 102 скважины до тех пор, пока пакер 200 не будет готов к установке. Защитный элемент может принимать различные формы, как описано ниже.

На фиг. 3 проиллюстрирован вертикальный вид в частичном поперечном сечении пакера 200 в соответствии с одним или более вариантами реализации изобретения. В проиллюстрированном варианте реализации изобретения пакер 200 представляет собой извлекаемый пакер, сажаемый натяжением колонны. Однако настоящее раскрытие изобретения не ограничивается конкретным типом пакера. Извлекаемые или постоянные уплотняющие пакеры, пакеры, устанавливаемые давлением, механические пакеры, приводимые в действие кабелем, пакеры, сажаемые натяжением колонны/пакеры, устанавливаемые давлением, гидравлически устанавливаемые пакеры, пакеры, устанавливаемые гидростатическим давлением, разбухающие пакеры, пакеры для двух или более параллельных подъемных колонн и пакеры с флюидным перепускным устройством или без флюидного перепускного устройства могут использоваться в одинаковой мере в соответствии с принципами настоящего раскрытия изобретения.

Пакер 200 может содержать корпус или оправку 210. Оправка 210 может быть трубчатой, чтобы обеспечить канал 212 потока через пакер 200. Оправка 210 может быть размещена вдоль колонны 140 труб (фиг. 2) посредством муфты замка 214 и штыревого соединителя 216. Однако по мере необходимости могут использоваться и другие типы соединителей. Оправка 210 также может быть размещена вдоль других типов средства транспортировки 134, таких как кабель или гибкая насосно-компрессорная труба (см. фиг. 1).

Пакер 200 содержит расширяемый в радиальном направлении уплотнительный или пакерный элемент 220, спускаемый по оправке 210. В неразвернутом состоянии пакерный элемент 220 имеет внешний диаметр, который меньше внутреннего диаметра открытой стенки отверстия или обсадной трубы 104 ствола 102 скважины (фиг. 1, 2), чтобы обеспечить спуск пакера 200 вглубь ствола скважины 102. В развернутом состоянии пакерный элемент 220 расширяется в радиальном направлении, чтобы иметь внешний диаметр, достаточный для того, чтобы пакерный элемент 220 полностью входил в зацепление со стенкой ствола скважины с образованием водонепроницаемого уплотнения.

Хотя в одном или более вариантах реализации изобретения пакерный элемент 200 не ограничен конкретным типом материала, пакерный элемент 220 может быть выполнен из упругого материала, такого как резина или эластомер. В одном или более вариантах реализации изобретения пакерный элемент 220 может быть изготовлен из нитрильного материала, такого как нитрилбутадиеновый каучук (NBR) или гидрированный нитрилбутадиеновый каучук (HNBR), который может иметь подходящие механические и гидроизоляционные свойства для использования в глубине скважины. В набухающем пакере пакерный элемент 220 может быть выполнен из набухающего в воде или нефти эластомера или термопластика, таких как водопоглощающие смолы, сшитые продукты полиакрилатов, сшитые продукты крахмал-акрилатных привитых сополимеров, сшитые продукты гидролизата привитого сополимера крахмал-акрилонитрила, а также сшитые продукты карбоксиметилцеллюлозы. Кроме того, пакерный элемент 220 может быть изготовлен из этиленпропиленового каучука (EPM), поскольку, как обсуждается ниже, расходуемый или временный защитный кожух изначально создает оболочку для пакерного элемента 220 и может защищать пакерный элемент 220 от неблагоприятного воздействия несовместимых флюидов во время прогона в стволе скважины.

Пакер 200 может содержать приводной механизм 240 для расширяющегося в радиальном направлении пакерного элемента 220. Пакерный элемент 220 может быть расширен в радиальном направлении путем осевого сжатия между верхним и нижним заплечиками 222, 224 приводного механизма 240, как проиллюстрировано на фиг. 3. Пакерный элемент 220 также может расширяться в радиальном направлении путем надувания полого баллона (не проиллюстрирован) внутри пакерного элемента 220 или путем физического набухания материала, содержащего пакерный элемент 220.

Пакер 200 может содержать анкерный механизм 230, предназначенный для избирательного фиксирования пакера 200 в заданном месте внутри ствола 102 скважины (фиг. 2). В извлекаемом пакере, сжимаемым натяжением колонны, проиллюстрированном на фиг. 3, анкерный механизм 230 содержит набор зубчатых клиновых захватов 232 или их переплетений и коническую насадку 234. Клиновые захваты 232 выполнены с возможностью зацепления со стенкой ствола скважины при первоначальном движении пакера 200 вверх. В то время как движение пакера 200 вверх продолжается, оправка 210 скользит внутри анкерного механизма 230, тем самым приводя коническую насадку 234 в зацепление с внутренними заклиненными поверхностями 236 клиновых захватов 232, чтобы заставить клиновые захваты 232 войти в плотное зацепление со стенкой ствола скважины.

Однако в зависимости от конкретного типа пакера 200 могут использоваться другие устройства для анкерного механизма 230 или может вообще не использоваться никакой анкерный механизм. Например, анкерный механизм 230 может содержать нижний узел клинового захвата и коническую насадку, которая работает под действием сжимающих нагрузок. Анкерный механизм 230 может также содержать удерживающие клиновые захваты, совместные звенья и т.п. Например, анкерный механизм, по меньшей мере, может не понадобиться, например, в случае набухающих пакеров.

Согласно приведенным в качестве примера принципам настоящего раскрытия изобретения пакер 200 содержит временный защитный кожух 250, расположенный вокруг пакерного элемента 220. Защитный кожух 250 продлевает срок службы пакерного элемента 220, когда пакер 200 погружен в несовместимый флюид, поскольку пакерный элемент 220 не подвергается воздействию скважинных флюидов до тех пор, пока не будет израсходован или истощен защитный кожух 250. По тем же причинам защитный кожух 250 предотвращает свабирование пакерного элемента 220, когда флюид течет мимо пакера 220 во время спуска вглубь ствола 102 скважины (фиг. 1), тем самым сводя к минимуму вероятность преждевременного пакерования или предварительной установки. Таким образом, защитный кожух 250 позволяет увеличить скорость прогона, экономя время и сопутствующие затраты. В одном или более вариантах реализации изобретения защитный кожух 250 может также создавать оболочку для одного или более компонентов приводного механизма 240 и/или анкерного механизма 230, таким образом защищая такие механизмы от неблагоприятной среды внутри ствола скважины 102. Такое устройство может обладать преимуществами, например, во время операций цементирования.

На фиг. 3 проиллюстрирован защитный кожух 250 в соответствии с одним или более вариантами реализации изобретения. Защитный кожух 250 может быть выполнен в виде муфты 252, которая размещена вокруг пакерного элемента 220.

Муфта 252 также может проходить поверх одного или более компонентов приводного узла 240, например верхний и нижний заплечики 222, 224, как проиллюстрировано на фигуре. Хотя на фиг. 3 защитный кожух 250 проиллюстрирован как полностью создающий оболочку для пакерного элемента 220, в других вариантах реализации изобретения защитный кожух 250 может лишь частично создавать оболочку для пакерного элемента 220 или помещать в кожух пакерный элемент. В любом случае защитный кожух 250 может быть выполнен в виде муфты 252, которая размещена вокруг пакерного элемента 220. Муфта 252 сводит к минимуму или предотвращает контакт пакерного элемента 220 со скважинным флюидом и предотвращает свабирование пакерного элемента 220 из-за протекания флюида мимо указанного элемента. Муфта 252 может быть выполнена из материала, который легко растворяется в скважинном флюиде. Неограничивающие примеры подходящего растворимого материала для муфты 252 могут включать металлические и неметаллические материалы (такие как пластик), примерами которых являют-

ся алюминиево-галлиевые сплавы, такие как 80%-й алюминий-20%-й галлий; 80%Al-10%Ga-10%In; 75%Al-5%Ga-5%Zn-5%Bi-5%Sn-5%Mg; 90%Al-2,5%Ga-2,5%Zn-2,5%Bi-2,5%Sn; 99,8%Al-0,1%In-0,1%Ga; а также пластический материал, такой как полигликолевая кислота (PGA); поли(молочно-согликолевая кислота) (PLGA); полимолочная кислота (PLA); поликапролактон (PCL); а также полигидроксиалконат. Толщина стенки муфты 252 может быть определена на основании скорости растворения материала муфты, скорости прогона и глубины, на которой должен быть развернут пакер 200.

Муфта 252 также может быть изготовлена из материала, который будет плавиться под воздействием температуры и/или давления в глубине скважины, например подходящего термопластика или плавкого металлического сплава. Плавкие металлические сплавы могут быть легко изготовлены таким образом, чтобы плавиться в пределах приблизительно десяти градусов от характерной температуры. Таким образом, конкретный сплав может быть выбран таким образом, чтобы не плавиться до тех пор, пока пакер 200 не приблизится к целевой зоне, а скорость прогона не ограничится свабированием эластомерных компонентов до достижения целевой зоны.

На фиг. 4 проиллюстрирован вертикальный вид в частичном поперечном сечении пакера 200', который, по существу, такой же, как пакер 200 на фиг. 3. Согласно одному или более вариантам реализации изобретения защитный кожух 250 может быть выполнен в виде муфты 254, которая создает оболочку для пакерного элемента 220 и одного или более компонентов приводного механизма 240 и анкерного механизма 230. Как проиллюстрировано на фиг. 4, муфта 254 создает оболочку для пакера 200 пространства от анкерного механизма 232, нижнего заплечика 224 анкерного механизма 240. Как и муфта 252 по фиг. 3, муфта 254 может быть изготовлена из растворимого или плавкого материала, который защищает взятые в оболочку компоненты от среды ствола скважины во время первоначальной прогона пакера 200. Муфта 254 расходует до активации или установки пакера 200.

На фиг. 5 проиллюстрирован вертикальный вид в частичном поперечном сечении пакера 200" в соответствии с одним или более вариантами реализации изобретения. Как и пакер 200 по фиг. 3, пакер 200" может содержать оправу 210, эластомерный пакерный элемент 220, необязательный анкерный механизм 230 и необязательный приводной механизм 240. Защитный кожух 250 создает оболочку для пакерного элемента 220 для предотвращения свабирования и взаимодействия с несовместимыми скважинными флюидами. Защитный кожух 250 может содержать покрытие 256 из временного материала, который осаждается или иным образом размещается вокруг пакерного элемента 220. Временный материал покрытия 256 может характеризоваться точкой плавления при заданной температуре или путем растворения в конкретном скважинном флюиде. Покрытие 256 может быть нанесено вокруг пакерного элемента 220 любым подходящим способом, включая заливку, окунание, распыление, обматывание лентой, окраску, литье и другие известные способы. Использование покрытия 256 может быть преимущественно использовано на любом текущем паkere на основе эластомера без модификации существующей конструкции.

На фиг. 6 проиллюстрирована блок-схема последовательности операций способа 300 операций в стволе скважины согласно варианту реализации изобретения, который позволяет сократить время прогона при разрывании скважинных пакеров. Сначала в соответствии с фиг. 3 и 6 на этапе 304 пакерный элемент 220 скважинного пакера 200 берется в оболочку расходоуемым, временным защитным кожухом 250. Дополнительно, как проиллюстрировано на фиг. 4, приводной механизм 240 и/или анкерный механизм 230, если он предусмотрен, могут быть взяты в оболочку временным защитным кожухом 250 полностью или частично, обеспечивая, таким образом, защиту таких компонентов или элемента.

Как обсуждалось выше, защитный кожух 250 может иметь вид тонкостенной муфты 252, 254 (фиг. 3, 4 соответственно), расположенной вокруг пакера 200, или вид нанесенного покрытия 256, нанесенного на пакер 200 (фиг. 5). Однако защитный кожух 250 может принимать любую подходящую форму.

Временный защитный кожух 250 может содержать материал с заданной низкой температурой плавления, так что защитный кожух 250 будет расплавляться, когда пакер 200 будет расположен в целевой зоне ствола скважины. Примеры подходящих плавильных материалов включают плавкие металлические сплавы и термопласты. В качестве альтернативного или дополнительного варианта, временный защитный кожух 250 может содержать материал, который растворяется в заданном скважинном флюиде, таком как вода или углеводороды. Примерами подходящих растворимых материалов могут быть металлические и неметаллические материалы (такие как пластик), примерами которых являются: алюминиево-галлиевые сплавы, такие как 80%-й алюминий-20%-й галлий; 80%Al-10%Ga-10%In; 75%Al-5%Ga-5%Zn-5%Bi-5%Sn-5%Mg; 90%Al-2,5%Ga-2,5%Zn-2,5%Bi-2,5%Sn; 99,8%Al-0,1%In-0,1%Ga; а также пластичный материал, такой как полигликолевая кислота (PGA); поли(молочно-согликолевая кислота) (PLGA); полимолочная кислота (PLA); поликапролактон (PCL); а также полигидроксиалконат.

Со ссылкой на фиг. 1, 2 и 6, на этапе 308 пакер 200 с временным защитным кожухом 250 спускают в ствол 102 скважины. Пакер 200 может быть спущен в ствол 102 скважины с помощью средства транспортировки в виде кабеля или гибкой насосно-компрессорной трубы 134 (фиг. 1) или, например, средства транспортировки 134 (фиг. 2) бурильной колонны, рабочей колонны или эксплуатационной колонны 140 труб. Поскольку пакерный элемент 220 взят в оболочку защитным кожухом 250, скорость прогона не ограничивается факторами свабирования, тем самым обеспечивая сокращение потенциального времени и экономии затрат.

На этапе 312, когда пакер 200 спускают на целевую глубину, защитный кожух 250 может начать истощаться в зависимости от условий в стволе скважины. В идеальном случае защитный кожух 250 выполнен с возможностью использования в конкретной ситуации так, что защитный кожух 250 не истощается полностью до тех пор, пока пакер 200 не окажется в целевом месте или вблизи него, и так, что защитный кожух 250 истощается только вскоре после того, как пакер 200 оказывается в целевом месте или вблизи него. Таким образом, сводится к минимуму время, когда может быть установлен пакер 200.

Как только защитный кожух 250 будет достаточно истощен, на этапе 316, пакер может быть установлен внутри ствола 102 скважины, например, путем применения напряжения, сжатия, кручения, гидравлической силы, электрического тока или набухания. Шаговый элемент 220 расширяется в радиальном направлении для входа в уплотняющее зацепление со стенкой ствола 102 скважины или ее обсадной колонны 104.

Таким образом, описан скважинный пакер. Скважинный пакер, как правило, может содержать оправку; расширяемый в радиальном направлении пакерный элемент, спускаемый по указанной оправке; и временный защитный кожух, расположенный вокруг указанного пакерного элемента. Аналогичным образом описана скважинная система для развертывания в стволе скважины. Скважинная система может содержать скважину, образованную в земле и открывающуюся к поверхности земли; средство транспортирования, проходящее от поверхности земли внутрь указанного ствола скважины; и пакер, транспортируемый указанным средством транспортирования и расположенный внутри указанного ствола скважины, причем указанный пакер содержит оправку, расширяемый в радиальном направлении пакерный элемент, спускаемый по оправке, и временный защитный кожух, расположенный вокруг указанного пакерного элемента. Аналогичным образом, скважинная система может содержать механизм транспортирования, проходящий внутрь ствола скважины; и пакер, спускаемый с помощью указанного механизма транспортирования и расположенный внутри указанного ствола скважины, причем указанный пакер содержит оправку, расширяемый в радиальном направлении пакерный элемент спускается по указанной оправке, и временный защитный кожух расположен вокруг указанного пакерного элемента.

Что-либо из вышеперечисленного может содержать любой из приведенных ниже элементов, отдельно или в сочетании друг с другом.

Расширяемый пакерный элемент образован из эластомера.

Расширяемый пакерный элемент образован из материала, выбранного из группы, состоящей из нитрилутиленового каучука; гидрированного нитрильного бутадиенового каучука; водопоглощающих смол; сшитых продуктов полиакрилатов; сшитых продуктов привитых сополимеров крахмалакрилата; сшитых продуктов гидролизата привитого сополимера крахмала-акрилонитрила; сшитых продуктов карбоксиметилцеллюлозы; а также этиленпропиленового каучука.

Временный защитный кожух представляет собой муфту.

Временный защитный кожух представляет собой покрытие.

Защитный кожух, по меньшей мере частично, закрывает пакерный элемент.

Защитный кожух полностью закрывает пакерный элемент.

Защитный кожух, по меньшей мере частично, закрывает пакерный элемент.

Защитный кожух полностью закрывает пакерный элемент.

По меньшей мере один элемент из группы, состоящей из анкерного механизма, спускаемого с помощью указанной оправки, выполненной с возможностью избирательного фиксирования указанного пакера внутри ствола скважины и приводного механизма, функционально связанного с указанным пакерным элементом таким образом, чтобы указанный пакерный элемент мог избирательно расширяться, по меньшей мере, в радиальном направлении.

По меньшей мере один элемент из группы, состоящий из анкерного механизма, спускаемого посредством указанной оправки, действующего таким образом, чтобы избирательно фиксировать указанный пакер, по меньшей мере, внутри ствола скважины, и приводной механизм, функционально соединенный с указанным пакерным элементом, для избирательного расширения в радиальном направлении указанного пакерного элемента, при этом указанный временный защитный кожух берет в оболочку, по меньшей мере, указанный один элемент.

Временный защитный кожух выполнен из материала, плавящегося при термодинамических условиях ствола скважины.

Материал защитного кожуха представляет собой легкоплавкий металлический сплав.

Материал защитного кожуха представляет собой термопластичный материал.

Временный защитный кожух выполнен из материала, который растворяется в скважинном флюиде.

Временный защитный кожух выполнен из алюминий-галлиевого сплава.

Временный защитный кожух выполнен из металлического материала, выбранного из группы, состоящей из 80%-го алюминия-20%-го галлия; 80%Al-10%Ga-10%In; 75%Al-5%Ga-5%Zn-5%Bi-5%Sn-5%Mg; 90%Al-2,5%Ga-2,5%Zn-2,5%Bi-2,5%Sn; а также 99,8%Al-0,1%In-0,1%Ga.

Временный защитный кожух выполнен из пластичного материала, выбранного из группы, состоящей из полигликолевой кислоты (PGA); поли(молочно-согликолевой кислоты) (PLGA); полимолочной кислоты (PLA); поликапролактона (PCL); а также полигидроксиалконата.

Таким образом, описан способ выполнения работ в стволе скважины. Способ выполнения работ в стволе скважины, как правило, может включать создание оболочки для пакерного элемента с помощью временного защитного кожуха; спуск указанного пакера внутрь ствола скважины, образованной в земле; предоставление указанному защитному кожуху возможности израсходоваться в условиях ствола скважины; и затем установку указанного пакера внутри указанного ствола скважины.

Вышеуказанный способ может включать любой из приведенных ниже этапов, отдельно или в сочетании друг с другом.

Создание оболочки по меньшей мере для одного элемента из группы, состоящей из анкерного механизма, спускаемого посредством указанной оправки, действующего таким образом, чтобы избирательно фиксировать указанный пакер внутри ствола скважины, и приводного механизма, функционально соединенного с указанным пакерным элементом, для избирательного радиального расширения указанного пакерного элемента с указанным временным защитным кожухом.

Создание оболочки для указанного пакерного элемента с помощью указанного временного защитного кожуха, выполненного из материала, который растворяется в скважинном флюиде.

Создание оболочки для указанного пакерного элемента с помощью указанного временного защитного кожуха, выполненного из материала, плавящегося при термодинамических условиях ствола скважины.

Образование временного защитного кожуха из материала, выбранного из группы, состоящей из легкоплавкого металлического сплава и термопластичного материала.

Создание оболочки включает развертывание временного защитного кожуха для того, чтобы, по меньшей мере частично, заключить в себе указанный пакерный элемент.

Создание оболочки включает создание оболочки для пакерного элемента с помощью защитного материала, который, по меньшей мере частично, охватывает указанный пакерный элемент.

Реферат изобретения предназначен исключительно для предоставления способа, с помощью которого можно быстро определить из беглого ознакомления характер и сущность технического раскрытия изобретения и представляет собой всего лишь один или более вариантов реализации изобретения.

Хотя подробно проиллюстрированы различные варианты реализации изобретения, данное изобретение не ограничивается проиллюстрированными вариантами реализации изобретения. Специалисты в данной области техники могут модифицировать и адаптировать вышеуказанные варианты реализации изобретения. Такие модификации и адаптации соответствуют сущности и подпадают под объем изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Пакер (200) ствола скважины, содержащий оправку (210); радиально расширяемый пакерный элемент (220), спускаемый по указанной оправке (210); временный защитный кожух (250), расположенный вокруг указанного пакерного элемента (220); приводной механизм (240), функционально соединенный с указанным пакерным элементом (220), для избирательного расширения в радиальном направлении указанного пакерного элемента (220), и анкерный механизм (230), спускаемый посредством указанной оправки (210) и действующий так, чтобы избирательно фиксировать указанный пакер (200) внутри ствола скважины; причем временный защитный кожух (250) выполнен с возможностью покрытия, по меньшей мере, первой и второй частей, связанных с разнесенными в осевом направлении первым и вторым заплечиками, соответственно, указанного приводного механизма (240), причем пакерный элемент (220) выполнен с возможностью вхождения в зацепление с первым и вторым заплечиками, сжатия в осевом направлении между ними для избирательного расширения в радиальном направлении указанного пакерного элемента (220); и причем анкерный механизм (230) расположен рядом с указанной первой частью и напротив указанной второй части приводного механизма (240).
2. Пакер по п.1, отличающийся тем, что указанный временный защитный кожух представляет собой муфту или покрытие.
3. Пакер по п.1, в котором анкерный механизм (230) выполнен с возможностью перехода в развернутую конфигурацию из неразвернутой конфигурации, чтобы избирательно фиксировать указанный пакер внутри ствола скважины, при этом в неразвернутой конфигурации указанный временный защитный кожух выполнен с возможностью покрытия по меньшей мере части указанного анкерного механизма; и анкерный механизм расположен на расстоянии от указанной первой части приводного механизма (240).
4. Пакер по п.1, отличающийся тем, что указанный временный защитный кожух выполнен из материала, плавящегося при термодинамиче-

ских условиях ствола скважины;

указанный материал представляет собой легкоплавкий металлический сплав; и

указанный материал представляет собой термопластичный материал.

5. Пакер по п.1, отличающийся тем, что указанный временный защитный кожух выполнен из материала, который растворяется в скважинном флюиде.

6. Скважинная система (100), содержащая

ствол скважины (102), образованный в земле и открывающийся в сторону поверхности земли;

средство (134) транспортировки, проходящее от поверхности земли внутрь ствола скважины; и

пакер (200) по любому из пп.1-5, спускаемый посредством указанного средства транспортировки и устанавливаемый внутри указанного ствола скважины.

7. Скважинная система по п.6, отличающаяся тем, что указанное средство транспортировки содержит один элемент из группы, состоящей из бурильной колонны, рабочей колонны, эксплуатационной насосно-компрессорной колонны, гибкой насосно-компрессорной трубы и кабеля.

8. Способ эксплуатации пакера в стволе скважины, включающий

создание оболочки вокруг пакерного элемента (220), находящегося в составе пакера (200) по любому из пп.1-5, с помощью временного защитного кожуха (250);

создание с помощью указанного временного защитного кожуха (250) оболочки вокруг, по меньшей мере, первой и второй частей, связанных с разнесенными в осевом направлении первым и вторым заплечиками, соответственно, приводного механизма (240), функционально соединенного с указанным пакерным элементом (220), для избирательного радиального расширения указанного пакерного элемента (220), причем пакерный элемент (220) выполнен с возможностью вхождения в зацепление с первым и вторым заплечиками, сжатия в осевом направлении между ними для избирательного расширения в радиальном направлении указанного пакерного элемента (220);

спуск указанного пакера (200) и указанного приводного механизма (240) вместе с анкерным механизмом (230) внутрь ствола (102) скважины, образованной в земле, причем анкерный механизм (230) расположен рядом с указанной первой частью и напротив указанной второй части приводного механизма (240);

предоставление указанному кожуху (250) возможности разрушиться в условиях ствола скважины; и затем

установку указанного пакера (200) внутри указанного ствола (102) скважины.

9. Способ по п.8, в котором анкерный механизм (230) выполнен с возможностью перехода в развернутую конфигурацию из неразвернутой конфигурации, чтобы избирательно фиксировать указанный пакер внутри ствола скважины;

при этом способ дополнительно включает

создание в неразвернутой конфигурации оболочки по меньшей мере для части анкерного механизма (230) посредством временного защитного кожуха; и

причем в неразвернутой конфигурации анкерный механизм (230) расположен на расстоянии от указанной первой части приводного механизма (240).

10. Способ по п.8, дополнительно включающий создание оболочки для указанного пакерного элемента с помощью указанного временного защитного кожуха, выполненного из материала, который растворяется в скважинном флюиде.

11. Способ по п.8, дополнительно включающий

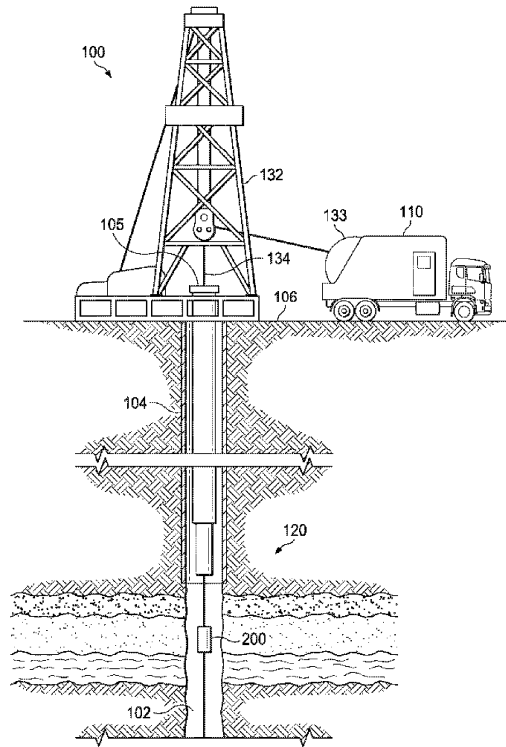
создание оболочки для указанного пакерного элемента с помощью указанного временного защитного кожуха, выполненного из материала, плавящегося при термодинамических условиях ствола скважины; и

образование временного защитного кожуха из материала, выбранного из группы, состоящей из легкоплавкого металлического сплава и термопластичного материала.

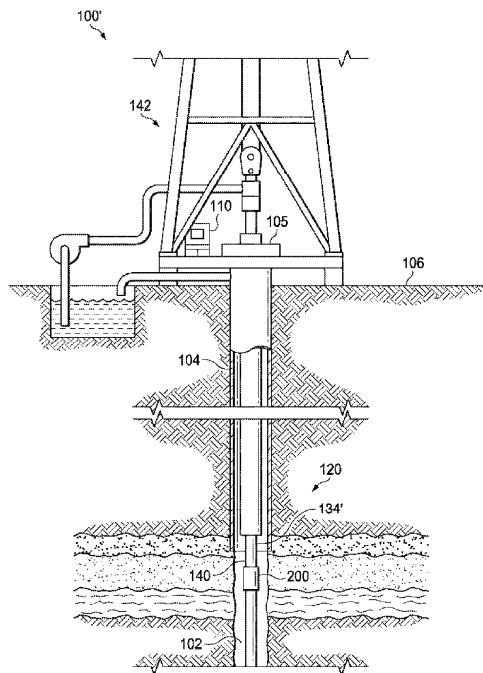
12. Способ по п.8, отличающийся тем, что

создание оболочки включает развертывание временного защитного кожуха для того, чтобы, по меньшей мере частично, заключить в себе указанный пакерный элемент; или

создание оболочки включает создание оболочки для пакерного элемента с помощью защитного материала, который, по меньшей мере частично, охватывает указанный пакерный элемент.

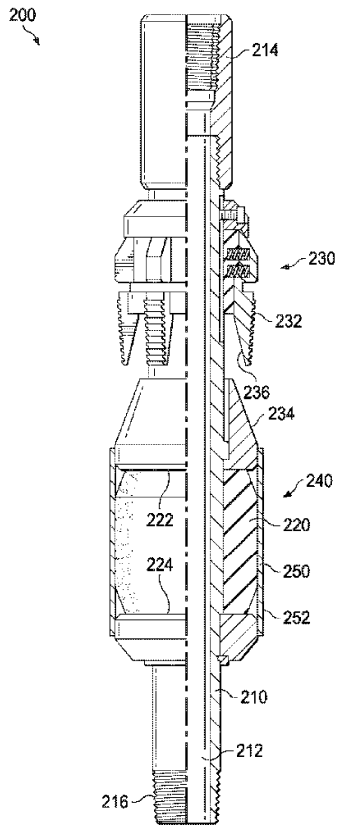


Фиг. 1

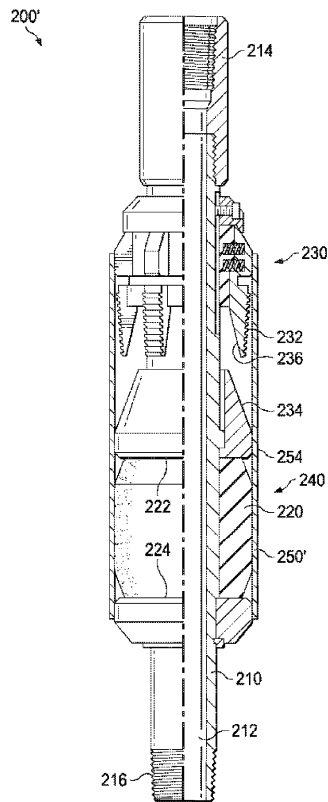


Фиг. 2

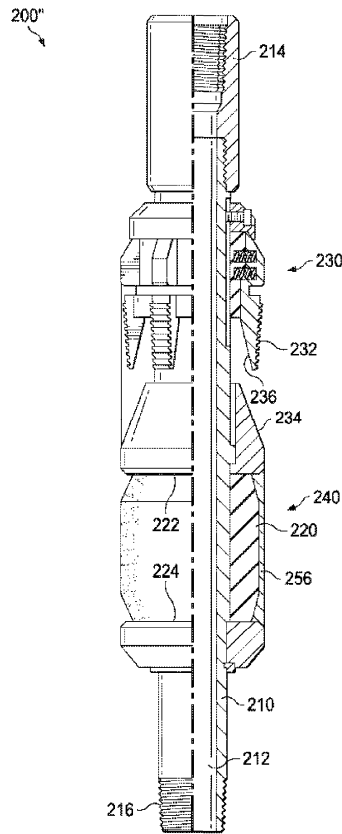
040920



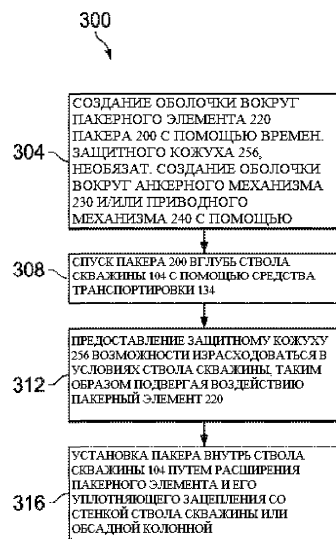
Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6

