

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202491451** (13) **A1**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки  
**2024.08.29**

(51) Int. Cl. *E21B 34/06* (2006.01)  
*E21B 34/14* (2006.01)  
*E21B 43/12* (2006.01)

(22) Дата подачи заявки  
**2022.12.16**

**(54) СКВАЖИННОЕ КЛАПАННОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ**

(31) **21215758.0**

(72) Изобретатель:  
**Ревес Васкес Рикардо (СН)**

(32) **2021.12.17**

(33) **ЕР**

(74) Представитель:  
**Мадиярова А.С. (КЗ)**

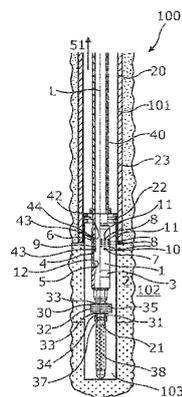
(86) **РСТ/ЕР2022/086260**

(87) **WO 2023/111228 2023.06.22**

(71) Заявитель:

**ВЕЛЛТЕК МАНУФАКТУРИНГ  
ЦЕНТР КОМПЛИШНС АПС (ДК)**

(57) Настоящее изобретение относится к скважинному клапанному устройству для обеспечения доступа к углеводородной залежи, включающему трубчатый элемент, имеющий стенку, внутреннюю сторону и внешнюю сторону, трубчатый элемент имеет первое сквозное отверстие и множество вторых сквозных отверстий в стенке, проходящих от внутренней стороны до внешней стороны, и муфту, упирающуюся во внутреннюю сторону и выполненную с возможностью смещения вдоль внутренней стороны между первым состоянием, в котором муфта закрывает первое и вторые сквозные отверстия, и вторым состоянием, в котором муфта открывает первое и вторые сквозные отверстия, причем в первом сквозном отверстии расположен разрывной элемент, а в каждом из вторых сквозных отверстий расположена растворяемая кислотой заглушка. Более того, настоящее изобретение также относится к системе заканчивания скважины, предназначенной для заканчивания скважины в зоне низкого давления, и к способу заканчивания скважины.



**202491451**  
**A1**

**202491451**  
**A1**

## СКВАЖИННОЕ КЛАПАННОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ

### Описание

Настоящее изобретение относится к скважинному клапанному устройству для обеспечения доступа к углеводородной залежи. Более того, настоящее изобретение также относится к системе заканчивания скважины, предназначенной для заканчивания скважины в зоне низкого давления, и к способу заканчивания скважины.

При бурении ствола скважины происходит циркуляция бурового раствора для уплотнения ствола скважины и обеспечения первого барьера. В ходе дальнейшего заканчивания устанавливают пакер-подвеску хвостовика, которая прилегает к надводной обсадной колонне, пакер-подвеска хвостовика обеспечивает второй барьер. Для того, чтобы в дальнейшем обеспечить доступ к углеводородной залежи, хвостовик может включать клапан гидроразрыва с муфтой, которая активируется давлением в хвостовике, обеспечивая разницу давления в муфте, разрушая срезной штифт, муфта перемещается в открытое положение, обеспечивая доступ из залежи к внутреннему пространству хвостовика. Однако во время заканчивания скважины зачастую возникает необходимость в повышении давления в хвостовике для установки изоляционного пакера под клапаном гидроразрыва с целью гидроразрыва нижней части законченной скважины или кислотной стимуляции, и в этих ситуациях клапан гидроразрыва может быть непреднамеренно открыт, если давление вокруг клапана гидроразрыва неожиданно понижается, например, вследствие ухудшения качества глинистой корки напротив истощенной части залежи. Такое ухудшение качества глинистой корки может происходить в течение нескольких дней с момента циркуляции бурового раствора, после чего, следовательно, принимают решение об установке клапана гидроразрыва.

Задачей настоящего изобретения является полное или частичное преодоление вышеуказанных недостатков и изъянов уровня техники. Более конкретно, задача заключается в обеспечении улучшенного скважинного клапанного устройства для заканчивания скважины даже в том случае, если ухудшение качества бурового раствора происходит всего через несколько дней.

Кроме того, задача заключается в представлении улучшенного скважинного клапанного устройства, обеспечивающего безопасный клапан для обеспечения доступа к залежи даже в том случае, если залежь имеет истощенную зону.

Вышеуказанные задачи, вместе с многочисленными другими задачами, преимуществами и признаками, которые станут явными из приведенного ниже описания, выполняются

решением в соответствии с настоящим изобретением с помощью скважинного клапанного устройства для обеспечения доступа к углеводородной залежи, включающего:

- трубчатый элемент, имеющий стенку, внутреннюю сторону и внешнюю сторону, трубчатый элемент имеет первое сквозное отверстие и множество вторых сквозных отверстий в стенке, проходящих от внутренней стороны до внешней стороны, и
- 5 муфту, упирающуюся во внутреннюю сторону и выполненную с возможностью смещения вдоль внутренней стороны между первым состоянием, в котором муфта закрывает первое и вторые сквозные отверстия, и вторым состоянием, в котором муфта открывает первое и вторые сквозные отверстия,
- 10 причем в первом сквозном отверстии расположен разрывной элемент, а в каждом из вторых сквозных отверстий расположена растворяемая кислотой заглушка.

Также, скважинное клапанное устройство может иметь продольную ось, а первое сквозное отверстие может быть расположено на расстоянии от множества вторых сквозных отверстий вдоль продольной оси.

Кроме того, трубчатый элемент может иметь канавку, в которой расположена муфта.

Муфта также может быть трубчатой.

Следовательно, скважинное клапанное устройство также может представлять собой клапан производственного потока.

Более того, скважинное клапанное устройство может представлять собой впускной клапан, обеспечивающий доступ к залежи.

Кроме того, скважинное клапанное устройство может представлять собой скважинное клапанное устройство для обеспечения доступа к залежи.

Кроме того, скважинное клапанное устройство может быть установлено как часть скважинной трубчатой металлической конструкции, обеспечивая доступ к залежи, когда она находится в открытом положении.

Также, муфта может включать первую кольцевую канавку и вторую кольцевую канавку, в каждой канавке предусмотрен уплотнительный элемент.

Более того, первая кольцевая канавка и вторая кольцевая канавка могут быть расположены на расстоянии друг от друга.

Кроме того, сквозные отверстия в трубчатом элементе могут быть распределены по определенному участку, расстояние между первой кольцевой канавкой и второй кольцевой канавкой вдоль продольной оси скважинного клапанного устройства больше длины участка вдоль продольной оси.

5

Также, настоящее изобретение относится к системе заканчивания скважины, предназначенной для заканчивания скважины в зоне низкого давления и включающей:

- скважинную трубчатую металлическую конструкцию, и

10 - пакер-подвеску хвостовика, соединенную со скважинной трубчатой металлической конструкцией и выполненную с возможностью уплотнения и соединения скважинной трубчатой металлической конструкции в первой обсадной колонне, причем система заканчивания скважины дополнительно включает вышеуказанное скважинное клапанное устройство, где трубчатый элемент установлен как часть скважинной трубчатой металлической конструкции.

15

Кроме того, система заканчивания скважины может дополнительно включать затрубный барьер, включающий трубчатую часть, установленную как часть скважинной трубчатой металлической конструкции, расширяемую металлическую муфту, каждым своим концом соединенную с внешней стороной трубчатой части, определяя расширяемое 20 пространство, в которое текучая среда может расширять расширяемую металлическую муфту.

Более того, система заканчивания скважины может дополнительно включать эксплуатационную обсадную колонну, имеющую первый конец, обращенный к верхней 25 части скважины, и второй конец, соединенный со скважинной трубчатой металлической конструкцией.

Кроме того, эксплуатационная обсадная колонна может включать эксплуатационный пакер, расположенный над пакером-подвеской хвостовика и выполненный с 30 возможностью обеспечения уплотнения между эксплуатационной обсадной колонной и первой обсадной колонной внутри первой обсадной колонны.

Более того, под скважинным клапанным устройством может быть предусмотрен эксплуатационный фильтр.

35

Кроме того, эксплуатационная обсадная колонна может включать поточное устройство, имеющее отверстие.

Также, эксплуатационная обсадная колонна может включать управляющие линии для управления поточным устройством.

Также, трубчатая металлическая конструкция может включать запираемое устройство.

5

Кроме того, трубчатая металлическая конструкция может включать фильтр.

10

Более того, второй конец эксплуатационной обсадной колонны может включать привод муфты для перемещения муфты скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние.

Кроме того, привод муфты может включать выступающие части для зацепления с канавкой в муфте скважинного клапанного устройства.

15

Кроме того, настоящее изобретение также относится к способу заканчивания скважины, имеющей ствол и первую обсадную колонну, установленную в верхней части ствола в залежи, имеющей зону низкого давления, посредством системы заканчивания скважины по настоящему изобретению, включающему этапы, на которых:

20

- собирают скважинную трубчатую металлическую конструкцию, имеющую пакер-подвеску хвостовика и скважинное клапанное устройство,

- устанавливают спусковую колонну, например, бурильную трубу, с пакером-подвеской хвостовика,

- вводят скважинную трубчатую металлическую конструкцию в скважину через первую обсадную колонну со спусковой колонной,

25

- устанавливают пакер-подвеску хвостовика так, чтобы она плотно прижималась к первой обсадной колонне,

- нагнетают давление в скважинной трубчатой металлической конструкции,

- отсоединяют спусковую колонну и достают спусковую колонну из скважины,

- смещают муфту скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние, открывая разрывной элемент и растворяемую(-ые) кислотой заглушку(-и),

30

- разрывают разрывной элемент путем нагнетания давления в скважинной трубчатой металлической конструкции,

- замещают текучую среду по меньшей мере в части первой обсадной колонны и в скважинном клапанном устройстве посредством кислотосодержащей текучей среды,

35

- растворяют растворяемую(-ые) кислотой заглушку(-и), и

- начинают добычу через первое и второе сквозные отверстия.

Также, нагнетание давления в скважинной трубчатой металлической конструкции может приводить к расширению расширяемой металлической муфты затрубного барьера, расположенного ниже скважинного клапанного устройства.

- 5 Кроме того, способ заканчивания скважины может дополнительно включать этап, на котором вводят эксплуатационную обсадную колонну, имеющую первый конец, являющийся наиболее близким к верхней части скважины, и второй конец в первой обсадной колонне.
- 10 Более того, смещение муфты скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние может осуществляться посредством привода муфты, расположенного во втором конце эксплуатационной обсадной колонны.

- 15 Кроме того, привод муфты и второй конец могут проходить в скважинном клапанном устройстве, выступающие части привода муфты входят в зацепление с канавкой в муфте.

Также, привод муфты может перемещаться далее вниз, выходя из зацепления с канавкой муфты.

- 20 Кроме того, перед этапом, на котором разрывают разрывной элемент, способ может дополнительно включать этап, на котором замещают первую текучую среду, например, тяжелую текучую среду, посредством второй текучей среды, имеющей меньшую плотность по сравнению с первой текучей средой, по меньшей мере в первой обсадной колонне.

- 25 Наконец, после этапа, на котором замещают первую текучую среду посредством второй текучей среды, способ может дополнительно включать этап, на котором устанавливают эксплуатационный пакер.

- 30 Изобретение и его многочисленные преимущества будут описаны более подробно ниже со ссылкой на прилагаемые схематические чертежи, на которых в целях иллюстрации показаны некоторые не ограничивающие варианты реализации изобретения и на которых:

- 35 на Фиг. 1А показан частичный вид в поперечном сечении системы заканчивания скважины, имеющей скважинное клапанное устройство в его первом и закрытом состоянии, а также затрубный барьер в его нерасширенном положении,

на Фиг. 1B показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 1A, с расширенным затрубным барьером и отсоединенной спусковой колонной,

5 на Фиг. 1C показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 1B, с установленной эксплуатационной обсадной колонной,

на Фиг. 1D показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 1C, с разорванным разрывным элементом в первом сквозном отверстии,

10 на Фиг. 2A показан частичный вид в поперечном сечении еще одной системы заканчивания скважины, имеющей скважинное клапанное устройство в его первом и закрытом состоянии, а также затрубный барьер в его нерасширенном положении,

15 на Фиг. 2B показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 2A, с расширенным затрубным барьером и отсоединенной спусковой колонной, а также установленной эксплуатационной обсадной колонной,

на Фиг. 2C показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 2B, с установленным эксплуатационным пакером эксплуатационной обсадной колонны, и

20 на Фиг. 2D показана система заканчивания скважины, показанная на Фиг. 2C, с разорванным разрывным элементом в первом сквозном отверстии.

25 Все фигуры очень схематичны и не обязательно выполнены в масштабе, и на них показаны только те детали, которые необходимы для раскрытия сущности изобретения, тогда как другие детали опущены или всего лишь подразумеваются.

На Фиг. 1A показано скважинное клапанное устройство 1 для обеспечения доступа к углеводородной залежи 2 при заканчивании скважины. Скважинное клапанное устройство 1 имеет продольную ось L и показано в частичном виде в поперечном сечении, на котором слева от продольной оси L показано поперечное сечение скважинного клапанного устройства 1, а справа от продольной оси L скважинное клапанное устройство 1 показано с наружной стороны скважинного клапанного устройства 1. Скважинное клапанное устройство 1 включает трубчатый элемент 3, имеющий стенку 4, внутреннюю сторону 5 и внешнюю сторону 6, и трубчатый элемент 3 имеет первое сквозное отверстие 7 и множество вторых сквозных отверстий 8 в стенке 4, проходящих от внутренней стороны 5 до внешней стороны 6. Скважинное клапанное устройство 1 дополнительно включает муфту 9, упирающуюся во внутреннюю сторону 5 и выполненную с возможностью смещения вдоль внутренней стороны 5 между первым

состоянием, в котором муфта 9 закрывает первое и вторые сквозные отверстия 7, 8, и вторым состоянием, в котором муфта 9 открывает первое и вторые сквозные отверстия 7, 8. На Фиг. 1А скважинное клапанное устройство 1 показано в своем первом и закрытом состоянии, а на Фиг. 1С – в своем втором открытом состоянии. Скважинное клапанное устройство 1 дополнительно включает разрывной элемент 10, расположенный в первом сквозном отверстии 7, и множество растворяемых кислотой заглушек 11, причем каждая растворяемая кислотой заглушка расположена в одном из вторых сквозных отверстий. В трубчатом элементе 3 выполнена канавка 12, в которой расположена муфта 9, которая скользит из закрытого первого состояния, показанного на Фиг. 1А и 1В, в открытое второе состояние, показанное на Фиг. 1С и 1D. Муфта 9 является трубчатой и скользит в трубчатом элементе 3. Муфта 9 включает уплотнительные элементы 43 в первой и второй кольцевых канавках 44, которые расположены друг от друга на расстоянии, достаточном для прохождения через все сквозные отверстия 7, 8 в трубчатом элементе 3. Таким образом, расстояние между первой и второй кольцевыми канавками 44 больше, чем площадь в трубчатом элементе 3 со сквозными отверстиями 7, 8, если смотреть вдоль продольной оси L скважинного клапанного устройства 1, и совпадает с продольной осью L скважинной трубчатой металлической конструкции 21.

При заканчивании скважины стенка ствола скважины покрывается буровым раствором в результате процесса бурения для закрытия залежи 2, так что в ходе последующего процесса заканчивания давление не теряется, например, если залежь 2 имеет истощенную зону. Благодаря скважинному клапанному устройству 1, имеющему как муфту 9, закрывающую разрывной элемент 10, так и растворяемые кислотой заглушки 11, скважина имеет два барьера и, таким образом, обеспечивает достаточную безопасность для удовлетворения стандартным требованиям безопасности даже в случае ухудшения качества бурового раствора и невозможности обеспечения им одного из двух необходимых барьеров в дальнейшем. Таким образом, скважинное клапанное устройство 1 обеспечивает два необходимых барьера и в дальнейшем самостоятельно будет обеспечивать необходимую безопасность. При перемещении муфты 9 в ее второе состояние, в котором муфта 9 не закрывает и не перекрывает разрывной элемент 10 и растворяемые кислотой заглушки 11, скважинное клапанное устройство 1 по-прежнему обеспечивает один барьер, так что в случае непреднамеренного перемещения муфты 9 во второе состояние, скважинное клапанное устройство 1 все равно будет обеспечивать безопасный барьер. Благодаря наличию разрывного элемента 10 и растворяемых кислотой заглушек 11, поток в залежь 2 может обеспечиваться путем нагнетания давления и разрыва разрывного элемента, после чего текучая среда в процессе заканчивания может быть смещена посредством кислоты с обеспечением возможности растворения растворяемых кислотой заглушек. Разрыв одного разрывного элемента 10 не обеспечивает достаточную площадь потока, а обеспечение дополнительных

разрывных элементов 10 не может обеспечивать должное функционирование, поскольку после разрыва одного разрывного элемента 10 другие разрывные элементы 10 разрываться не будут. Таким же образом, обеспечение только растворяемых кислотой заглушек 11 не может обеспечивать должное функционирование, поскольку текучая среда в процессе заканчивания не может быть замещена или циркулировать, так что кислота может замещать имеющуюся текучую среду и поток после растворяемых кислотой заглушек 11 для их растворения. Таким образом, муфта 9 закрывает и перекрывает заглушки 11 и разрывной элемент 10, так что предшествующие процессы, такие как кислотная стимуляция или гидроразрыв, не приводят к растворению заглушек 11 перед необходимостью доступа к залежи 2 через скважинное клапанное устройство 1, а также не приводят к преждевременному разрыву разрывного элемента 10.

Следовательно, скважинное клапанное устройство 1 представляет собой клапан производственного потока с нулевым значением, такой как впускной клапан, обеспечивающий доступ к залежи 2, и представляет собой, таким образом, скважинное клапанное устройство 1 для обеспечения доступа к залежи 2. Скважинное клапанное устройство 1 смонтировано и установлено как часть скважинной трубчатой металлической конструкции 21, а также обеспечивает доступ к залежи 2, когда он находится в открытом положении, то есть во втором состоянии. Скважинное клапанное устройство 1 может иметь любое положение вдоль скважинной трубчатой металлической конструкции 21 в нижней зоне заканчивания напротив зоны залежи 2, в которой происходит добыча.

Система заканчивания скважины 100, показанная на Фиг. 1А и предназначенная для заканчивания скважины 101 в зоне низкого давления 102, включает скважинную трубчатую металлическую конструкцию 21, пакер-подвеску хвостовика 22, соединенную со скважинной трубчатой металлической конструкцией 21 и выполненную с возможностью уплотнения и соединения скважинной трубчатой металлической конструкции 21 в первой обсадной колонне 23, и скважинное клапанное устройство 1, где трубчатый элемент 3 установлен как часть скважинной трубчатой металлической конструкции 21. Систему заканчивания скважины 100 вводят в скважину посредством спусковой колонны 40, такой как бурильная труба, и на Фиг. 1А пакер-подвеска хвостовика 22 была установлена для обеспечения уплотнения между скважинной трубчатой металлической конструкцией 21 и первой обсадной колонной 23, которая зацементирована на месте в стволе скважины на предыдущем этапе. Таким образом, пакер-подвеска хвостовика 22 обеспечивает кольцевое уплотнение, перекрывающее нижнюю часть от верхней части зоны заканчивания. Залежь 2 может иметь зону 102 с низким давлением, как изображено на Фиг. 1А-Д. Такая зона низкого давления 102 может возникать, если в залежи 2 имеется истощенная область, и такая зона может быть

моментально закрыта буровым раствором, однако через несколько дней качество бурового раствора может ухудшиться, а давление в кольцевом пространстве, окружающем скважинное клапанное устройство 1, впоследствии становится очень низким, в результате чего на скважинное клапанное устройство 1 действует более

5 высокий перепад давления в скважинном клапанном устройстве 1, чем ожидалось. В этом случае, скважинное клапанное устройство 1 обеспечивает два барьера: одним является муфта 9, а другим является комбинация разрывного элемента 10 и растворяемых кислотой заглушек 11.

- 10 Согласно решениям уровня техники, заканчивание устанавливают с активируемым давлением клапаном, например, клапаном гидроразрыва, где муфта перемещается из закрытого положения, в котором отверстия закрыты, в открытое положение, в котором муфта больше не закрывает отверстия, а доступ к залежи 2 обеспечивается
- 15 непосредственно путем перемещения муфты за счет наращивания некоторого давления и создания, таким образом, достаточного перепада давления в муфте для разрушения срезного штифта, после чего муфта перемещается. Во время заканчивания скважины зона, расположенная под активируемым давлением клапаном, может быть разломана путем повышения давления до первого давления, достаточного для разлома залежи 2
- 20 далее вниз по скважине, а срезной штифт рассчитан и выполнен таким образом, чтобы выдерживать первое давление. Однако такой расчет основан на том, что буровой раствор закрывает зону низкого давления, но его качество может ухудшиться через несколько дней. Если происходит такое ухудшение, то в случае нагнетания давления в заканчивании до первого давления на срезной штифт будет действовать больший перепад давления, чем он может выдерживать, в результате чего клапан будет
- 25 открываться во время процесса разлома и препятствовать дальнейшему разлому. Благодаря скважинному клапанному устройству 1, обеспечивающему два барьера, такая непреднамеренная активация и доступ к залежи 2 не могут происходить независимо от давления в залежи в конкретной зоне. Иными словами, такое скважинное клапанное устройство 1 с муфтой 9, разрывным элементом 10 и растворяемыми кислотой
- 30 заглушками 11 не будет преждевременно активироваться и не будет препятствовать завершению такого процесса разлома.

- Как показано на Фиг. 1А, система заканчивания скважины 100 дополнительно включает нерасширенный затрубный барьер 30, включающий трубчатую часть 31, установленную
- 35 как часть скважинной трубчатой металлической конструкции 21, расширяемую металлическую муфту 32, каждым своим концом 33 соединенную с внешней стороной 34 трубчатой части, определяя расширяемое пространство 35, в которое текучая среда может расширять расширяемую металлическую муфту 32. При нагнетании давления в скважинной трубчатой металлической конструкции 21 для расширения расширяемой

металлической муфты 32 затрубного барьера 30 в заканчивании, как и во время разлома, происходит нагнетание определенного давления, достаточного для расширения расширяемой металлической муфты 32. Если давление в кольцевом пространстве, окружающем скважинное клапанное устройство 1, ниже, чем ожидается, за счет зоны низкого давления 102, то скважинное клапанное устройство 1 затем подвергается воздействию большего перепада давления, чем прогнозировалось; однако это не приводит к предварительному перемещению муфты 9 во второе состояние за счет двойного барьера скважинного клапанного устройства 1. Таким образом, скважинное клапанное устройство 1 представляет собой безопасный клапан для обеспечения доступа к залежи 2, даже если залежь имеет истощенную зону.

Как показано на Фиг. 1В, спусковая колонна 40 была отсоединена, а система заканчивания скважины 100, как показано на Фиг. 1С, дополнительно включает эксплуатационную обсадную колонну 24, имеющую первый конец 25, обращенный к верхней части 51 скважины, и второй конец 26, соединенный со скважинной трубчатой металлической конструкцией 21. Как можно увидеть, второй конец 26 эксплуатационной обсадной колонны 24 соединен со скважинной трубчатой металлической конструкцией 21 ниже пакера-подвески хвостовика 22 и скважинного клапанного устройства 1. Это обусловлено тем фактом, что на втором конце эксплуатационной обсадной колонны 24 предусмотрен привод муфты 39, который переводит муфту 9 скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния, как показано на Фиг. 1А и 1В, во второе состояние, открывая сквозные отверстия 7, 8, как показано на Фиг. 1С и 1D. Привод муфты 39 перемещается далее ниже и останавливается в положении под скважинным клапанным устройством 1. Привод муфты 39 включает выступающие части 41 для зацепления с канавкой 42 в муфте 9 скважинного клапанного устройства 1 для перемещения муфты 9 скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния во второе состояние.

После смещения муфты 9 из первого состояния во второе состояние в скважинном клапанном устройстве 1 происходит нагнетание давления изнутри, разрывая разрывной элемент 10, тем самым создавая поток через первое сквозное отверстие 7, как обозначено стрелкой на Фиг. 1D. Таким образом, текучая среда, заполняющая зону заканчивания над скважинным клапанным устройством 1, выводится через первое сквозное отверстие 7 с помощью кислотосодержащей текучей среды таким образом, что кислота поступает к растворимым кислотой заглушкам 11 и растворяет заглушки 11, обеспечивая поток также через вторые сквозные отверстия 8, тем самым создавая увеличенную площадь потока для попадания углеводородсодержащей текучей среды из залежи 2, когда скважина вводится в эксплуатацию для осуществления добычи. Следовательно, текучая среда, замещаемая кислотой, вытесняется из первого сквозного отверстия 7 в залежь 2.

На Фиг. 2А-2D показана еще одна система заканчивания скважины 100, включающая скважинное клапанное устройство 1. Как показано на Фиг. 2А, система заканчивания скважины 100 имеет такую же конфигурацию, как и на Фиг. 1А, а как раскрыто на Фиг. 1В, затрубный барьер 30 затем расширяется путем нагнетания давления в спусковой колонне 40 и скважинной трубчатой металлической конструкции 21 до тех пор, пока расширяемая металлическая муфта 32 не упрется и не станет прилегать к внутренней стенке ствола скважины, как показано на Фиг. 2В, а спусковая колонна 40 отсоединяется. Как показано на Фиг. 2В, система заканчивания скважины 100 включает эксплуатационную обсадную колонну 24, включающую нерасширенный эксплуатационный пакер 27, расположенный над пакером-подвеской хвостовика 22 и выполненный с возможностью уплотнения между эксплуатационной обсадной колонной 24 в первой обсадной колонне 23, как показано на Фиг. 2С. Эксплуатационная обсадная колонна 24 включает поточное устройство 28, имеющее отверстие 29, и перед расширением эксплуатационного пакера 27 тяжелая текучая среда, имеющая высокую плотность и относительно низкую вязкость, циркулирует через отверстие 29 из скважины и замещается другой, более легкой текучей средой, имеющей более низкую плотность (что также называется замещением базового масла), за счет чего добыча может быть начата позднее. Затем эксплуатационный пакер 27 устанавливается для уплотнения между эксплуатационной обсадной колонной 24 в первой обсадной колонне 23, как показано на Фиг. 2С. Управляющие линии 36 проходят вниз по скважине для управления поточным устройством 28 для открытия или закрытия отверстия 29. На Фиг. 2А-2С показано, что под затрубным барьером 30 установлен фильтр 38, однако в другой системе заканчивания скважины конфигурация под затрубным барьером 30 может иметь множество других скважинных конструкций. Под затрубным барьером 30 может быть расположена промывная колонна в комбинации с фильтром или вместо него. Для расширения затрубного барьера 30, скважинная трубчатая металлическая конструкция 21 включает запираемое устройство 37 для закрытия нижней части скважины во время нагнетания давления. Показан частичный вид запираемого устройства 37 в поперечном сечении для того, чтобы изобразить механизм запираения внутри запираемого устройства 37.

Как показано на Фиг. 2В, на втором конце эксплуатационной обсадной колонны 24 система заканчивания скважины 100 включает привод муфты 39, включающий выступающие части 41, зацепившиеся с канавкой 42 в муфте 9 скважинного клапанного устройства 1 и перемещающие муфту 9 скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния во второе состояние. Привод муфты 39 перемещается далее ниже и останавливается в положении под скважинным клапанным устройством 1, как показано на Фиг. 2В и 2С. После установки эксплуатационного пакера 27 запираемое устройство

37 все еще остается закрытым, а в скважинном клапанном устройстве 1 затем происходит нагнетание давления изнутри для разрыва разрывного элемента 10 и обеспечения потока через первое сквозное отверстие 7, как показано на Фиг. 2D. Следовательно, более легкая текучая среда, заполняющая зону заканчивания над скважинным клапанным устройством 1, выводится через первое сквозное отверстие 7 с помощью кислотосодержащей текучей среды таким образом, что кислота поступает к растворимым кислотой заглушкам 11 и растворяет заглушки, обеспечивая поток также через второе сквозное отверстие 8, тем самым создавая увеличенную площадь потока для попадания углеводородсодержащей текучей среды из залежи 2, когда скважина вводится в эксплуатацию для осуществления добычи. Следовательно, текучая среда, замещаемая кислотой, вытесняется из первого сквозного отверстия 7 в залежь 2.

На Фиг. 1A-1D показан способ заканчивания скважины 101, имеющей ствол скважины 103 и первую обсадную колонну 23, установленную в верхней части 20 ствола скважины в залежи 2, имеющей зону низкого давления 102, посредством вышеуказанной системы заканчивания скважины 100. Способ заканчивания скважины включает этапы, на которых собирают скважинную трубчатую металлическую конструкцию 21, имеющую пакер-подвеску хвостовика 22 и скважинное клапанное устройство 1, а затем устанавливают спусковую колонну 40, например, бурильную трубу, с пакером-подвеской хвостовика 22 и вводят скважинную трубчатую металлическую конструкцию 21 в скважину 101 через первую обсадную колонну 23 со спусковой колонной 40, как показано на Фиг. 1A. Это выполняют перед установкой пакера-подвески хвостовика 22 для упора в первую обсадную колонну 23, нагнетанием давления в скважинной трубчатой металлической конструкции 21, отсоединением спусковой колонны 40 и извлечением спусковой колонны 40 из скважины, как показано на Фиг. 1B. Затем способ включает этап, на котором смещают муфту 9 скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния во второе состояние, а также открывают разрывной элемент 10 и растворимую(-ые) кислотой заглушку(-и) 11, как показано на Фиг. 1C. Как показано на Фиг. 1D, способ затем включает этап, на котором разрывают разрывной элемент 10 путем нагнетания давления в скважинной трубчатой металлической конструкции 21, замещая текучую среду по меньшей мере частично внутри первой обсадной колонны 23 и в скважинном клапанном устройстве 1 посредством кислотосодержащей текучей среды, через первое сквозное отверстие 7. Затем способ заканчивания скважины включает этап, на котором растворяют растворимую(-ые) кислотой заглушку(-и) 11 и начинают добычу через первое и второе сквозные отверстия 7, 8.

В результате этапа способа заканчивания скважины, на котором нагнетают давление в скважинной трубчатой металлической конструкции 21, происходит расширение расширяемой металлической муфты 32 затрубного барьера 30, расположенной под

скважинным клапанным устройством 1, как показано на Фиг. 1В. Согласно другому способу заканчивания скважины, этап, на котором нагнетают давление в скважинной трубчатой металлической конструкции 21, могут выполнять для разлома залежи 2 под скважинным клапанным устройством 1 или для стимуляции скважины, например, путем кислотной стимуляции.

Благодаря тому, что муфта 9 скважинного клапанного устройства 1 закрывает и перекрывает первое и второе сквозные отверстия 7, 8, растворимые кислотой заглушки 11 также защищены во время этой кислотной стимуляции.

Как показано на Фиг. 2А-2D, способ заканчивания скважины дополнительно включает этап, на котором вводят эксплуатационную обсадную колонну 24, имеющую первый конец 25, являющийся наиболее близким к верхней части 51 скважины, и второй конец 26 в первой обсадной колонне 23, как показано на Фиг. 2В. По мере ввода эксплуатационной обсадной колонны 24 привод муфты 39, расположенный во втором конце 26 эксплуатационной обсадной колонны 24, смещает муфту 9 скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния во второе состояние. Таким образом, привод муфты 39 и второй конец эксплуатационной обсадной колонны 24 проходят в скважинном клапанном устройстве 1, и выступающие части 41 привода муфты 39 входят в зацепление с канавкой 42 в муфте 9. Привод муфты 39 перемещается дальше вниз, расцепляясь с канавкой 42 муфты 9, в положение под скважинным клапанным устройством 1, но над затрубным барьером 30. Над затрубным барьером 30 скважинная трубчатая металлическая конструкция 21 имеет уменьшающийся внутренний диаметр, что предотвращает дальнейшее перемещение вниз второго конца 26 эксплуатационной обсадной колонны 24. Перед установкой эксплуатационного пакера, как показано на Фиг. 2С, а также перед разрывом разрывного элемента 10, способ дополнительно включает этап, на котором замещают первую текучую среду, например, тяжелую текучую среду, посредством второй текучей среды, т. е. более легкой текучей среды, имеющей меньшую плотность по сравнению с первой текучей средой, по меньшей мере в первой обсадной колонне 23. После разрыва разрывного элемента 10, более легкая текучая среда замещается посредством кислотосодержащей текучей среды, а растворимые кислотой заглушки 11 растворяются, обеспечивая полный доступ к залежи 2 через сквозные отверстия 7, 8 скважинного клапанного устройства 1.

Несмотря на то, что это не показано, муфта 9 скважинного клапанного устройства 1 может включать обратный клапан, благодаря которому давление, например, атмосферное давление, не запирается между муфтой 9 и разрывным элементом 10, а следовательно, обратный клапан предотвращает попадание текучей среды в полость между муфтой 9 и разрывным элементом 10, но обеспечивает возможность протекания

потока в противоположном направлении. Разрывной элемент 10 может представлять собой разрывной диск.

5 Под «текучей средой» или «скважинной текучей средой» подразумевается любой тип текучей среды, которая может присутствовать в нефтяной или газовой скважине, например, природный газ, нефть, буровой раствор, сырая нефть, вода и т. д. Под «газом» подразумевается любой тип газовой смеси, присутствующей в скважине, законченной или не закрепленной обсадными трубами, а под «нефтью» понимается любой тип нефтяной смеси, например, сырая нефть, нефтесодержащая текучая среда и т. д. Таким образом, в состав газа, нефти и воды могут входить другие элементы или вещества, которые не являются газом, нефтью и/или водой, соответственно.

15 Под «затрубным барьером» подразумевается затрубный барьер, включающий трубчатую металлическую часть, установленную как часть скважинной трубчатой металлической конструкции, и расширяемую металлическую муфту, окружающую трубчатую металлическую часть и соединенную с ней, образуя пространство затрубного барьера.

20 Под «обсадной колонной» или «скважинной трубчатой металлической конструкцией» подразумевается любой вид трубы, трубчатого элемента, трубопровода, внутренней обшивки, колонны труб и т. д., используемый в скважине при добыче нефти или природного газа.

25 Перемещение муфты скважинного клапанного устройства 1 из первого состояния во второе состояние также может выполняться с помощью инструмента. В том случае, когда невозможно полностью погрузить инструмент в обсадную колонну, для проталкивания инструмента до нужного положения в скважине может использоваться скважинный трактор. Скважинный трактор может иметь выдвижные плечи, имеющие колеса, которые контактируют с внутренней поверхностью обсадной колонны для продвижения трактора и инструмента вперед в обсадной колонне. Скважинный трактор представляет собой любой тип приводного инструмента, способного толкать или тянуть инструменты в скважине, такой как Well Tractor®.

35 Хотя изобретение было описано выше в предпочтительных вариантах его реализации, специалисту в данной области техники будет очевидно, что допустимы несколько модификаций без отклонения от сущности изобретения, определенной приведенной ниже формулой изобретения.

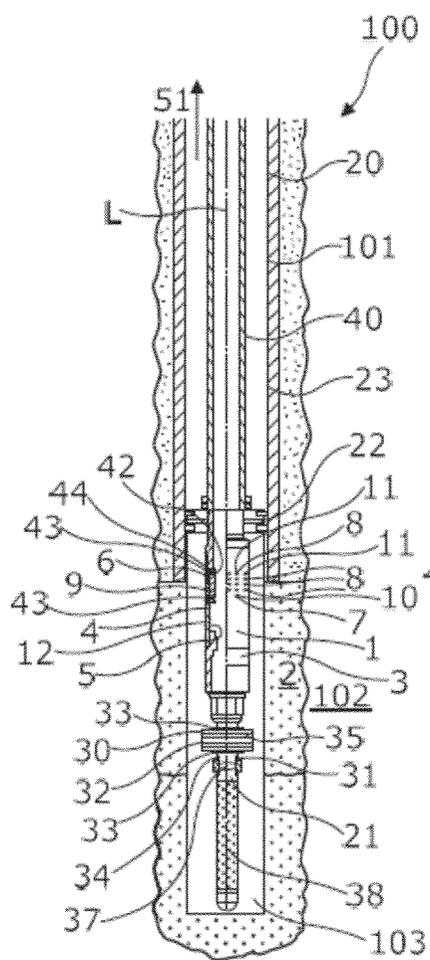
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважинное клапанное устройство (1) для обеспечения доступа к углеводородной залежи (2), включающее:
- 5 - трубчатый элемент (3), имеющий стенку (4), внутреннюю сторону (5) и внешнюю сторону (6), трубчатый элемент имеет первое сквозное отверстие (7) и множество вторых сквозных отверстий (8) в стенке, проходящих от внутренней стороны до внешней стороны, и
- 10 - муфту (9), упирающуюся во внутреннюю сторону и выполненную с возможностью смещения вдоль внутренней стороны между первым состоянием, в котором муфта закрывает первое и вторые сквозные отверстия, и вторым состоянием, в котором муфта открывает первое и вторые сквозные отверстия,
- 15 отличающееся тем, что в первом сквозном отверстии расположен разрывной элемент (10), а в каждом из вторых сквозных отверстий расположена растворяемая кислотой заглушка (11).
2. Система заканчивания скважины (100), предназначенная для заканчивания скважины (101) в зоне низкого давления (102) и включающая:
- 20 - скважинную трубчатую металлическую конструкцию (21), и
- 25 - пакер-подвеску хвостовика (22), соединенную со скважинной трубчатой металлической конструкцией и выполненную с возможностью уплотнения и соединения скважинной трубчатой металлической конструкции в первой обсадной колонне (23), отличающаяся тем, что система заканчивания скважины дополнительно включает скважинное клапанное устройство (1) по п. 1, где трубчатый элемент установлен как часть скважинной трубчатой металлической конструкции.
3. Система заканчивания скважины по п. 2, дополнительно включающая затрубный барьер (30), включающий трубчатую часть (31), установленную как часть скважинной трубчатой металлической конструкции; расширяемую металлическую муфту (32),
- 30 каждым своим концом (33) соединенную с внешней стороной (34) трубчатой части, определяя расширяемое пространство (35), в которое может поступать текучая среда для расширения расширяемой металлической муфты.
4. Система заканчивания скважины по п. 2 или п. 3, дополнительно включающая
- 35 эксплуатационную обсадную колонну (24), имеющую первый конец (25), обращенный к верхней части (51) скважины, и второй конец (26), соединенный со скважинной трубчатой металлической конструкцией.

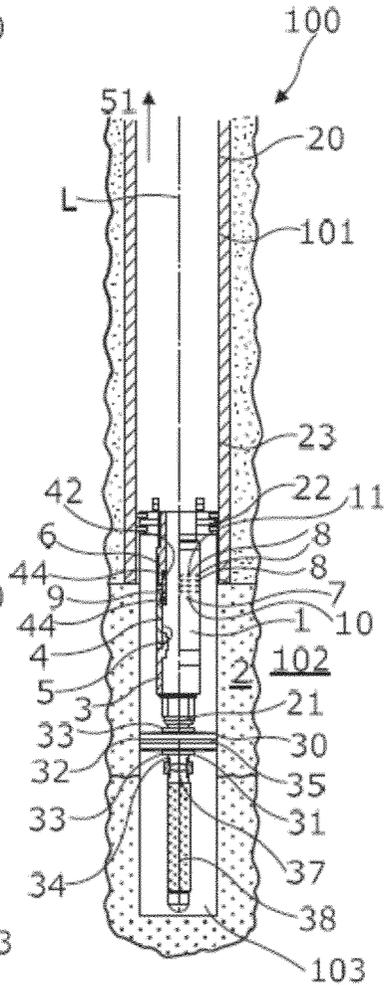
5. Система заканчивания скважины по п. 4, отличающаяся тем, что эксплуатационная колонна включает эксплуатационный пакер (27), расположенный над пакером-подвеской хвостовика и выполненный с возможностью обеспечения уплотнения между эксплуатационной колонной и первой обсадной колонной внутри первой обсадной колонны.
6. Система заканчивания скважины по п. 4 или п. 5, отличающаяся тем, что второй конец эксплуатационной обсадной колонны включает привод муфты (39) для перемещения муфты скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние.
7. Система заканчивания скважины по п. 6, отличающаяся тем, что привод муфты включает выступающие части (41) для зацепления с канавкой (42) в муфте скважинного клапанного устройства.
8. Способ заканчивания скважины, имеющей ствол скважины (103) и первую обсадную колонну (23), установленную в верхней части (20) ствола скважины в залежи (2), имеющей зону низкого давления (102), включающий этапы, на которых:
- собирают скважинную трубчатую металлическую конструкцию (21), имеющую пакер-подвеску хвостовика (22) и скважинное клапанное устройство (1) по п. 1,
  - устанавливают спусковую колонну (40), например, бурильную трубу, с пакером-подвеской хвостовика,
  - вводят скважинную трубчатую металлическую конструкцию в скважину через первую обсадную колонну со спусковой колонной,
  - устанавливают пакер-подвеску хвостовика так, чтобы она упиралась в первую обсадную колонну,
  - нагнетают давление в скважинной трубчатой металлической конструкции,
  - отсоединяют спусковую колонну и достают спусковую колонну из скважины,
  - смещают муфту скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние, открывая разрывной элемент и растворяемую(-ые) кислотой заглушку(-и),
  - разрывают разрывной элемент путем нагнетания давления в скважинной трубчатой металлической конструкции,
  - замещают текучую среду по меньшей мере в части первой обсадной колонны и в скважинном клапанном устройстве посредством кислотосодержащей текучей среды,
  - растворяют растворяемую(-ые) кислотой заглушку(-и), и
  - начинают добычу через первое и второе сквозные отверстия.
9. Способ заканчивания скважины по п. 8, отличающийся тем, что на этапе, на котором нагнетают давление в скважинной трубчатой металлической конструкции,

происходит расширение расширяемой металлической муфты (32) затрубного барьера (30), расположенной под скважинным клапанным устройством.

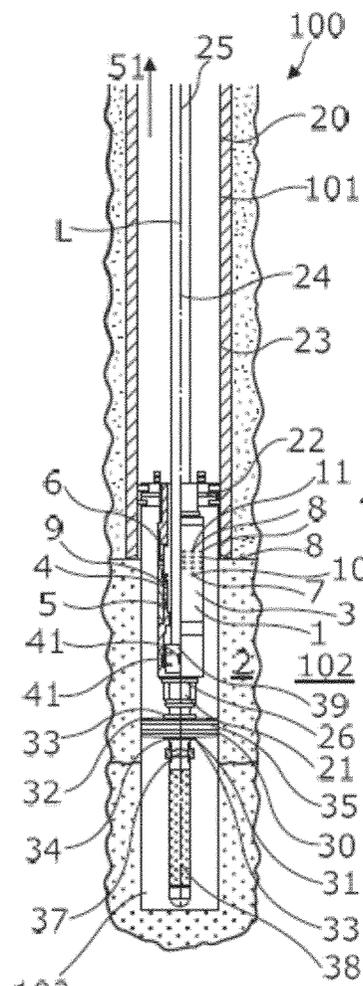
- 5 10. Способ заканчивания скважины по п. 8 или п. 9, дополнительно включающий этап, на котором вводят эксплуатационную обсадную колонну (24), имеющую первый конец (25), являющийся наиболее близким к верхней части (51) скважины, и второй конец (26) в первой обсадной колонне.
- 10 11. Способ заканчивания скважины по п. 10, отличающийся тем, что смещение муфты скважинного клапанного устройства из первого состояния во второе состояние осуществляют посредством привода муфты (39), расположенного во втором конце эксплуатационной обсадной колонны.
- 15 12. Способ заканчивания скважины по п. 11, отличающийся тем, что привод муфты и второй конец проходят в скважинном клапанном устройстве, а выступающие части (41) привода муфты входят в зацепление с канавкой (42) в муфте.
- 20 13. Способ заканчивания скважины по п. 12, отличающийся тем, что привод муфты перемещается далее вниз, выходя из зацепления с канавкой муфты.
- 25 14. Способ заканчивания скважины по любому из пп. 8-13, отличающийся тем, что перед разрывом разрывного элемента способ дополнительно включает этап, на котором замещают первую текучую среду посредством второй текучей среды, имеющей меньшую плотность по сравнению с первой текучей средой, по меньшей мере в первой обсадной колонне.
- 30 15. Способ заканчивания скважины по п. 14, отличающийся тем, что после этапа, на котором замещают первую текучую среду посредством второй текучей среды, способ дополнительно включает этап, на котором устанавливают эксплуатационный пакер (27).



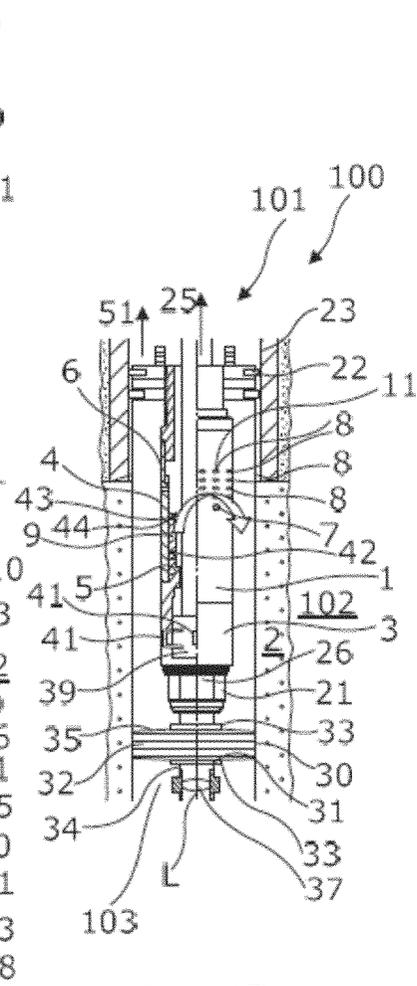
Фиг. 1А



Фиг. 1В



Фиг. 1С



Фиг. 1D

