

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **034915**

(13) **B1**

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

**(45)** Дата публикации и выдачи патента  
**2020.04.06**

**(51)** Int. Cl. *E21B 33/06* (2006.01)

**(21)** Номер заявки  
**201790718**

**(22)** Дата подачи заявки  
**2015.10.22**

---

**(54) КЛАПАННЫЙ УЗЕЛ И СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В АВАРИЙНЫХ УСЛОВИЯХ**

---

**(31)** **MI2014A001830**

**(72)** Изобретатель:

**(32)** **2014.10.23**

**Моласки Клаудио, Мальярди  
Альберто, Ниста Алессιο (ИТ)**

**(33)** **ИТ**

**(43)** **2017.10.31**

**(74)** Представитель:

**(86)** **PCT/IB2015/058156**

**Поликарпов А.В., Путинцев А.И.,  
Черкас Д.А., Игнатъев А.В. (RU)**

**(87)** **WO 2016/063245 2016.04.28**

**(71)(73)** Заявитель и патентовладелец:  
**ЭНИ С.П.А. (ИТ)**

**(56)** **US-A1-2006021749  
WO-A1-9925611  
US-A1-2010319906  
US-A1-2014001390**

---

**(57)** Описан предохранительный клапан для скважин для добычи углеводородов, обеспечивающий возможность разрезания трубчатого бурильного материала, возможно присутствующего в указанном клапане, и закрытия скважины с помощью гидравлического уплотнения, что обеспечивает затем возможность применения соответствующих управляющих программ вмешательства в работу скважины, если скважина оказывается неэффективной. Указанный клапан способен осуществлять разрезание трубчатого материала с лучшими функциональными возможностями, чем обычные ПВП, с учетом наихудших условий напряжений, создаваемых вблизи устья скважины, которые в настоящее время не предусмотрены указанными ПВП. В частности, предохранительный клапан в своей внутренней части способен разрезать/срезать различные трубчатые элементы. Узел (AV) предохранительного клапана содержит корпус (2) с проходным каналом (24), предпочтительно прямым, через который может проходить эксплуатационная и/или бурильная колонна. В корпусе (2) клапана имеются места для установки пуансона (4) и контрпуансона (3), расположенных диаметрально противоположно друг другу с общей продольной осью (A2), по существу перпендикулярной продольной оси (A1) клапана. Клапанный узел (AV) содержит пуансон (4), выполненный с возможностью управляемого прямолинейного скольжения в корпусе вдоль оси (A2), пересекающей продольную ось (A1), контрпуансон (3), расположенный диаметрально противоположно пуансону (4) и выполненный с возможностью управляемого прямолинейного скольжения в корпусе вдоль оси (A2), пересекающей продольную ось трубы (A1) трубы. Пуансон (4) и контрпуансон (3) выполнены так, что пуансон (4) может быть введен во внутреннюю часть контрпуансона (3) с созданием двух разных плоскостей резания. Контрпуансон (3) имеет полую часть, во внутреннюю часть которой во время операции срезания может быть введена секция трубчатого материала и пуансон (4) при их прямолинейном перемещении. Для того чтобы сделать процесс срезания более эффективным, клапанный узел (AV) может иметь систему для выполнения верхних и нижних надрезов, надрезающую поверхность трубчатого элемента 26, создавая предпочтительные плоскости разлома во время процесса резания.

---

**034915 B1**

**034915 B1**

Настоящее изобретение относится к клапанному узлу и соответствующему способу управления добывающими скважинами в аварийных условиях, в частности относится к клапанному узлу для управления добывающими скважинами, например скважинами для добычи углеводородов (нефти и/или газа), в аварийных условиях, возникающих из-за неконтролируемого извержения скважины (выброса) или в результате переходных избыточных давлений, поступающих из пласта (разрыва пласта).

Растущая тенденция развития нефтегазовой отрасли в прибрежных областях на все больших глубинах в результате привела к необходимости обеспечения постоянного повышения уровня безопасности для устьев скважин на морском или океанском дне на глубинах около 4000 м. Возможность и эффективность вмешательства в случае аварийных ситуаций на этих глубинах представляет собой необходимость и проблему для решения в будущем, ориентируя технику на решения в области безопасности, которая объединяет существующие мощности противовыбросовых превенторов (ПВП), установленных на фонтанной крестовой арматуре и существующих аварийных клапанах внутри устья скважины.

В настоящее время противовыбросовыми устройствами являются устройства, установленные с резервированием для обеспечения эффективного вмешательства в случае аварийных ситуаций.

Основные функции ПВП - управлять объемами скважинной текучей среды, центрировать бурильные трубы, закрывать и герметизировать скважину. В основном можно выделить две категории ПВП: кольцевого типа и плашечного типа. Тогда как устройства кольцевого типа, принимающие контрольный элемент объема текучей среды и закрывающие скважину, имеют кольцевую форму, устройства плашечного типа реализуют механизм затвора или гильотины, выполненный из металлического или эластомерного материала, способного оказывать закрывающее и гидравлическое уплотнение с присутствием или без присутствия трубчатого материала внутри клапана. Конкретные ПВП, называемые "срезающими плашками", могут прикладывать срезающее напряжение к трубчатым материалам, включенным в корпус клапана ПВП, чтобы срезать их и получать требуемые результаты.

Система предотвращения извержения скважины обычно состоит из ряда резервных ПВП, которые используют различные функционирующие системы (кольцевого и плашечного типа) для обеспечения большей эффективности. Время срабатывания ПВП обычно составляет от десятков секунд до нескольких минут благодаря специальным приводам и гидравлическому управлению.

Хотя барьер, образованный ПВП, представляет собой существенное средство безопасности в отношении аварийных событий, могут быть выявлены некоторые ограничения на их функционирование.

Возможность срезания бурильных труб, включенных в ПВП, ограничена и не включает срезание соединительных элементов между штангами (бурильными замками), имеющими большую толщину и диаметр относительно самих штанг. Необходимо поддерживать ПВП и заменять уплотнения в конце буровых работ. В случае срезания с помощью систем, которые индуцируют срезающее напряжение (срезающие плашки), срезающее действие на бурильную трубу осуществляется таким образом, чтобы гарантировать разделение двух секций штанг и последующее закрытие скважины, если штанга находится в центрированном положении относительно проходной трубы клапана. В тех случаях, когда бурильная колонна сжимается под давлением скважины или отводится вбок, ее разрушение может быть неполным или с деформированным остаточным материалом, что не обеспечивает возможность выполнения последующей фазы закрытия скважины посредством уплотнительного элемента. Проход режущих элементов обеспечивает срезание штанг после полного разрушения секции, что имеет место только в центральной части штанги.

Область бурильного замка, подвергаемая воздействию режущих элементов, имеет тенденцию разламываться с уменьшенным разрушением и с непредвиденными линиями разломов; следовательно, некоторые обломки металла могут задерживаться, блокируя ход срезающих элементов, тем самым, предотвращая закрытие скважины.

Целью настоящего изобретения является создание клапана, который преодолевает недостатки известного уровня техники, позволяя закрывать скважину даже после возможного неэффективного вмешательства ПВП.

В соответствии с настоящим изобретением, предложен предохранительный клапан для добывающих скважин для углеводородов, который обеспечивает возможность разрезания трубчатого бурильного материала, возможно присутствующего в предохранительном клапане, и также обеспечивает возможность закрытия скважины гидравлическим уплотнением.

В соответствии с изобретением, предложен предохранительный клапан для добывающих скважин для углеводородов, который способен оказывать срезающее воздействие на трубчатый материал с большими функциональными возможностями, чем обычные ПВП, с учетом наихудших условий напряжений, создаваемых в устье скважины, которые в настоящее время не предусмотрены указанными ПВП. В частности, предохранительный клапан, выполненный в соответствии с изобретением, способен в своей внутренней части разрушать трубчатые элементы в широком диапазоне, включающем: корпуса, имеющие наружный диаметр, предпочтительно в диапазоне от 1 до 20 дюймов (от 2,54 до 50,8 см), с толщиной стенки предпочтительно до 20 мм, бурильные трубы, имеющие внешний диаметр, предпочтительно в диапазоне от 1 до 10 дюймов (от 2,54 до 25,4 см), с толщиной стенки предпочтительно до приблизительно 20 мм, и бурильные замки, имеющие наружный диаметр, предпочтительно в диапазоне от 1 до

10 дюймов (от 2,54 до 25,4 см), с толщиной стенки предпочтительно до приблизительно 40 мм.

Таким образом, первым объектом настоящего изобретения является узел AV предохранительного клапана, содержащий корпус 2, в котором выполнен проходной канал 24, предпочтительно прямой, проходящий через эксплуатационную колонну и/или бурильную колонну, предназначенную для содержания и транспортировки через трубчатый элемент 26 извлеченных жидкостей или других текучих сред, подлежащих извлечению из подземного резервуара, причем указанный клапанный узел AV содержит пробивной пуансон 4, выполненный с возможностью прямолинейного скольжения в управляемом режиме вдоль оси A2, которая пересекает продольную ось A1 трубы, и контрпуансон 3, расположенный диаметрально противоположно пуансону 4, также выполненный с возможностью прямолинейного скольжения в управляемом режиме вдоль указанной оси A2, причем указанный клапанный узел AV отличается тем, что контрпуансон 3 выполнен так, что внутри он имеет полую часть, в которую во время операции среза с возможностью задвижения входит секция трубчатого материала и пуансон 4 при их прямолинейном перемещении для создания двух разных плоскостей среза.

Вторым объектом изобретения является добывающая скважина, содержащая предложенный клапанный узел AV, как описано ниже.

Еще одним объектом настоящего изобретения является способ управления в аварийных условиях добывающей скважиной, содержащей клапанный узел AV, как описано ниже.

Дополнительные признаки изобретения отражены в зависимых пунктах формулы изобретения, которые являются неотъемлемой частью настоящего описания.

Признаки и преимущества настоящего изобретения станут очевидны из последующего описания неограничивающего примера варианты выполнения, со ссылкой на фигуры прилагаемых чертежей, на которых:

фиг. 1 изображает схематический вид бурильной системы, содержащей предохранительный клапан, выполненный в соответствии с изобретением, установленный в расположенном под водой устье скважины, и соответствующие вспомогательные системы, полезные для ее работы;

фиг. 2 изображает вид в аксонометрии, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе, а некоторые элементы удалены для ясности, и на котором показан корпус клапана, пуансон и контрпуансон с соответствующими приводными механизмами;

фиг. 3 изображает вид в аксонометрии, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе, а некоторые элементы удалены для ясности, и на котором показан корпус клапана, пуансон и контрпуансон с соответствующими приводными механизмами, устройствами для выполнения надрезов с соответствующими приводными механизмами;

фиг. 4 изображает вид, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе, а некоторые элементы удалены для ясности, и на котором показан корпус клапана, пуансон и контрпуансон с соответствующими приводными механизмами, устройствами для выполнения надрезов с соответствующими приводными механизмами;

фиг. 5 изображает вид, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе, а некоторые элементы удалены для ясности, и на котором показаны, в частности, упругие защитные сильфоны уплотнений гидравлических штанг и блокировочные штифты закрывающей манжеты;

фиг. 6 изображает вид, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе с деталями, относящимися к срезающему пуансону, а некоторые элементы удалены для ясности, и на котором показаны детали гнезда в срезающем пуансоне для размещения уплотнения закрывающей манжеты;

фиг. 7 изображает вид, на котором части предохранительного клапана показаны в разрезе и который объясняет работу устройств компенсации давления, при этом некоторые части удалены для ясности;

фиг. 8A-8G иллюстрируют различные этапы процедуры срабатывания предохранительного клапана, изображенного на фиг. 2, для обеспечения закрытия добывающей скважины.

В частности, на фиг. 1 изображена типичная плавучая буровая установка 100, предназначенная для бурения подводной скважины. Узел предохранительного клапана, выполненный в соответствии с изобретением, обозначенный в целом позицией AV, установлен в устье скважины, чтобы на этапе бурения обеспечивать установку противовыбросовых превенторов (ПВП), обозначенных в целом номером 200 позиции. Устье скважины может быть любого типа. Более конкретно, устье скважины может содержать направляющую обсадную трубу 600, цементированную или в любом случае закрепленную или прикрепленную к морскому дну или другому геологическому образованию, в котором имеется подземный резервуар, подлежащий эксплуатации, причем труба 600 расположена вблизи поверхности морского дна или другого геологического образования, о котором идет речь. Как показано на фиг. 1, конец якорной трубы 600 может проходить или выступать из морского дна. Фонтанная крестовая арматура также может быть известного типа. В конце бурения, в отличие от ПВП 200, которые удаляют, узел AV предохранительного клапана может оставаться установленным в течение всей продолжительности работы скважины. После установки узел предохранительного клапана может быть оставлен в устье скважины также на этапе добычи, когда ПВП был удален, располагаясь ниже фонтанной крестовой арматуры.

В частности, узел AV предохранительного клапана выполнен с обеспечением прохождения трубчатого элемента 26, обычно металлического, по меньшей мере частично, содержащегося внутри скважины

и ориентированного в том же осевом направлении, что и сама скважина. Трубчатый элемент 26 является полым и предназначен для хранения и транспортировки жидкостей и других веществ, извлекаемых через скважину, среди которых, например, углеводороды (нефть или природный газ), вода, грязь, обломки горных пород и/или почвенный мусор. Узел AV управляется дистанционной системой 300 управления и контроля, которая может быть установлена либо на бурильной площадке (в случае бурения на берегу), либо на морском дне (в случае прибрежного бурения), на заранее заданном расстоянии от скважины. Технические характеристики узла AV, как будет пояснено ниже, таковы, что не требуют технического обслуживания в течение всего срока службы самого узла AV. Однако дистанционная система 300 управления и контроля может удаляться для выполнения как запрограммированного, так и периодического обслуживания. В случае прибрежного бурения электрические и гидравлические соединения 400 между дистанционной системой 300 управления и контроля и узлом AV могут быть выполнены с помощью подводного ROV ("дистанционно управляемого транспортного средства") 500, с использованием разъемов, называемых "ROV-совместимыми разъемами".

В настоящем описании выражения "нижний" и "верхний" указывают положения, расположенные, соответственно, ближе и дальше от резервуара, в котором работает добывающая скважина.

На фиг. 2-4 показан предпочтительный пример варианта выполнения узла AV предохранительного клапана, выполненного в соответствии с изобретением, который содержит корпус 2 с предпочтительно прямым проходным каналом 24, предназначенным для прохождения по нему эксплуатационной и/или бурильной колонны, использующейся для содержания в них и транспортировки через трубчатый элемент 26 извлекаемых жидкостей, таких как, например, нефть, нефтесодержащие среды, вода, грязь, обломки горных пород и/или почвенный мусор, природный газ или другие жидкости, предназначенных для извлечения из подземного резервуара. Корпус 2 клапана имеет верхние и нижние съемные соединительные средства, предпочтительно, фланцевые соединители 32, для обеспечения возможности соединения узла AV с фонтанной крестовой арматурой и с устьем скважины. В корпусе 2 клапана диаметрально противоположно друг другу расположены места для установки пуансона 4 и контрпуансона 3, с общей продольной осью A2, по существу перпендикулярной продольной оси A1 клапана; в узле AV установлен пуансон 4, который выполнен с возможностью прямолинейного скольжения в управляемом режиме в корпусе вдоль оси A2, которая пересекает продольную ось A1 трубы; в узле AV установлен контрпуансон 3, расположенный диаметрально противоположно пуансону и, выполненный с возможностью прямолинейного скольжения управляемым образом в корпусе вдоль оси A2, который пересекает продольную ось A1 трубы. Пуансон 4 и контрпуансон 3 с соответствующими приводными механизмами собраны в корпусе 2 клапана с помощью съемных соединений, предпочтительно фланцевых 29. Пуансон 4 выполнен с возможностью противодействия вертикальной тяге из-за давления скважинных текучих сред, не испытывая значительного изгиба.

Узел AV отличается тем, что пуансон 4 и контрпуансон 3 выполнены так, что пуансон 4 может быть вставлен во внутреннюю часть контрпуансона 3 для создания двух разных плоскостей срезания. Контрпуансон 3 имеет полую часть, в которую во время операции срезания могут войти секция трубчатого материала и пуансон 4 при их прямолинейном перемещении.

Трубчатые элементы 26 могут быть так называемыми кожухами, рабочими трубами или трубными колоннами, включающими бурильные трубы и бурильные замки (на техническом жаргоне).

В предпочтительном варианте выполнения изобретения пуансон 4 и контрпуансон 3 имеют "V"-образную конфигурацию в той части, которая входит в контакт с трубчатым элементом 26, чтобы использовать центрирующую функцию вышеупомянутого трубчатого элемента, когда указанные пуансоны входят во взаимодействие с трубчатым элементом.

В предпочтительном варианте выполнения пуансон 4 и контрпуансон 3 приводятся в действие с помощью соответствующих гидравлических поршней 9 и 10.

В еще одном предпочтительном варианте выполнения пуансон 4 и контрпуансон 3 управляются в рабочих фазах посредством соответствующих датчиков 13 и 14 положения.

Как видно из фиг. 2, в корпусе 2 клапана могут быть определены следующие две плоскости:

верхняя плоскость TS разрезания, по существу, ортогональная продольной оси A1 клапана и содержащая верхнюю сторону пуансона 4;

нижняя плоскость TI разрезания, по существу ортогональная продольной оси A1 клапана и содержащая нижнюю сторону пуансона 4.

Чтобы сделать процесс срезания более эффективным, в предпочтительном варианте выполнения клапанный узел AV может иметь систему для выполнения верхних надрезов, надрезающую поверхность трубчатого элемента 26, причем указанные надрезы, содержащиеся в верхней плоскости IS надреза, параллельной верхней плоскости TS разрезания, лежат выше TS на максимальном расстоянии от TS, предпочтительно в диапазоне от 0,1 мм до 10 мм, измеренном в направлении оси A1.

В еще одном предпочтительном варианте выполнения клапанный узел AV может иметь систему для выполнения нижних надрезов, надрезающую поверхность элемента 26, причем указанные надрезы, имеющиеся в нижней плоскости II надреза, параллельной нижней плоскости TI разрезания, лежат ниже TI на максимальном расстоянии от TI, предпочтительно в диапазоне от 0,1 до 10 мм, измеренном в на-

правлении оси А1.

Для этой цели в клапанном узле АВ для каждой плоскости ТS и ТI разрезания установлен по меньшей мере один инструмент 7 для выполнения надреза; инструменты имеют режцовые державки 11, предпочтительно имеющие прямоугольное сечение, выполненные с возможностью скольжения прямолинейно вдоль осей, по существу ортогональных оси А1 и лежащих на плоскостях IS, II надреза. Резцы 28 установлены в режцовых державках 11. Корпус 2 клапана имеет полости 23, в которые могут проходить инструменты 7, обеспечивая контакт резцов 28 с поверхностью трубчатого элемента 26.

В предпочтительном варианте выполнения инструменты для выполнения надреза создают на поверхности трубчатого элемента 26 надрезы, предпочтительно имеющие треугольную форму, причем указанные надрезы имеют глубину проникновения, предпочтительно в диапазоне от 0,1 мм до 5 мм.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения клапанный узел АВ имеет шесть инструментов для выполнения надреза для каждой плоскости разрезания, верхней и нижней, причем указанные инструменты установлены в зеркальном расположении относительно плоскости, содержащей оси А1 и А2.

В предпочтительном варианте выполнения инструменты 7 приводятся в действие посредством соответствующих гидравлических поршней 8.

В еще одном предпочтительном варианте выполнения инструменты управляются в рабочих фазах с помощью соответствующих датчиков 12 положения.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения пуансон 4 выполнен с возможностью надрезания поверхности элемента 26 в плоскости ТS; в еще одной предпочтительной конфигурации изобретения пуансон 4 выполнен с возможностью надрезания поверхности элемента 26 в плоскости ТI.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения контрпуансон 3 выполнен с возможностью надрезания поверхности трубчатого элемента 26 в плоскости IS; в еще одной предпочтительной конфигурации изобретения контрпуансон 3 выполнен с возможностью надрезания поверхности трубчатого элемента 26 в плоскости II.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения сила, которая может быть приложена к трубчатому элементу 26 пуансоном 4 и контрпуансоном 3, предпочтительно составляет от 30000 до 40000 кН; сила, приложенная каждым инструментом 7 для выполнения надреза, предпочтительно составляет от 3000 до 10000 кН.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения уплотнения 31 штоков 30 гидравлических поршней 8, 9 и 10 защищены от текучих сред скважины посредством упругих сильфонов 6, предпочтительно металлических или выполненных из ПТФЭ. Упругие сильфоны 6 допускают небольшие перемещения соответствующих поршней. Указанные перемещения, выполняемые с периодическими временными интервалами (порядка 1-2 месяцев), полезны для смазывания уплотнений 31, предотвращения прилипания и обеспечения необходимой надежности в течение длительного периода времени (разведочная фаза и эксплуатационная фаза скважины). В случае приведения в действие клапана сила поршней 8, 9 или 10 срывает элементы крепления сильфона 6 к штокам 30, которые затем продолжают свой ход для выполнения конкретных функций.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения камеры 21 и 22 закрывающей манжеты 5 и объемы, ограниченные защитными сильфонами 6, заполнены инертной текучей средой и поддерживаются при том же давлении, что и текучие среды скважины, которые проходят через корпус 2, посредством устройств 16, 17 компенсации давления. Кроме того, предусмотрено использование устройств компенсации давления для защитных сильфонов 6, установленных для защиты уплотнений штоков 30 гидравлических поршней 8 инструментов 7. Эта система обеспечивает изоляцию уплотнений от текучих сред скважины, избегая повреждения защитных сильфонов 6.

Со ссылкой на фиг. 7, после разрезания трубчатого элемента 26 и удаления трубчатой секции 27 контрпуансон 3 отводится в исходное положение, тогда как пуансон 4 все еще находится в рабочем положении, полностью вступая в зацепление с секцией проходного канала 24. Закрытие клапана гидравлическим уплотнением осуществляется с помощью механизма, содержащего закрывающую манжету 5, по существу цилиндрическую, выполненную с возможностью скольжения вдоль оси А1 корпуса клапана 2 и предпочтительно расположенную ниже пуансона 4. После отведения нижних инструментов 7 для выполнения надреза закрывающая манжета 5 прижимается к пуансону 4, прикладывая давление к уплотнительной прокладке 15, расположенной в выемке 18 пуансона 4. Для этой цели на нижней поверхности пуансона 4 имеется выемка 18, обеспечивающая правильную посадку закрывающей манжеты 5. После того, как закрывающая манжета 5 была приведена в действие, углубление 18 также выполняет функцию блокировки поступательных перемещений пуансона 4 вдоль оси А2. Сила, необходимая для перемещения и герметизации закрывающей манжеты 5, обеспечивается посредством гидравлического давления в камере 21, расположенной между проходным каналом 24 и наружной поверхностью закрывающей манжеты 5.

Как только положение закрытия было достигнуто, закрывающая манжета 5 блокируется в положении уплотнения посредством одного или нескольких блокировочных штифтов 19, чтобы удерживать указанную закрывающую манжету 5 в соприкосновении с уплотнительной выемкой 18, расположенной

на пуансоне 4, также и в отсутствие гидравлического давления. Блокировочные штифты 19 проталкиваются в соответствующие канавки в закрывающей манжете 5 с помощью одной или нескольких соответствующих пружин 20, а когда требуется перемещение указанной манжеты, блокировочные штифты 19 отводятся посредством гидравлического давления, приложенного через специальный контур, который, поскольку он преимущественно сообщается с указанными штифтами, обеспечивает возможность их отвода с преодолением силы пружин 20. Давление в камере 22, расположенной между проходным каналом 24 и наружной поверхностью манжеты 5, обеспечивает возможность скользящего перемещения вниз манжеты 5, которая отсоединяется от выемки 18. Гидравлические камеры 21 и 22 не сообщаются друг с другом.

В предпочтительном варианте выполнения изобретения клапанный узел AV предназначен для установки на морском дне, под действием гидростатического давления до глубин 4000 м.

Со ссылкой на фиг. 8A-G, процесс закрытия клапанного узла AV состоит из следующих этапов:

центрирование трубчатого элемента 26 относительно проходного канала 24 благодаря "V"-образной конфигурации пуансона 4 и контрпуансона 3; для этой цели клапан приводят в действие путем скользящего перемещения контрпуансона 3 в управляемом режиме к трубчатому элементу 26 до тех пор, пока не будет достигнут контакт между контрпуансоном 3 и поверхностью трубчатого элемента 26 (фиг. 8B), в то время как контрпуансон 3 удерживают неподвижным, пуансон 4 последовательно со скольжением перемещают в контролируемом режиме к трубчатому элементу 26 до тех пор, пока между пуансоном 4 и поверхностью элемента 26 (фиг. 8C) не установится контакт;

надрезание трубчатого элемента 26; для этой цели, когда два пуансона 3 и 4 находятся в контакте с трубчатым элементом 26, к трубчатому элементу 26 со стороны пуансона 4 и контрпуансона 3 прикладывают силу с тем, чтобы создать надрезы на поверхности трубчатого элемента 26; одновременно, инструменты 7 для выполнения надреза избирательно перемещают близко к трубчатому элементу 26 до тех пор, пока они не соприкоснутся, а затем, путем приложения контролируемых сил, они надрезают поверхность трубчатого элемента 26 для создания ослабленной области трубчатой секции, благоприятной для контролируемого распространения трещины во время срезания. Инструменты 7 могут быть выборочно задействованы в процессе срезания в количестве, зависящем от диаметра трубчатого элемента 26, который проходит через корпус 2 клапана;

разрезание трубчатого элемента 26; для этой цели контрпуансон 3 оставляют неподвижным для противодействия срезающему усилию, тогда как пуансон 4 увеличивает силу, прикладываемую к трубчатому элементу 26, до достижения срезающего напряжения, необходимого для разрезания трубчатого элемента, вставленного в клапан. Когда начинается разлом трубчатого материала 26, сила, прикладываемая пуансоном 3, достигает своего максимума, эта сила впоследствии уменьшается во время процесса срезания;

удаление трубчатой секции 27 (фиг. 8D-E); для этой цели контрпуансон 3 оставляют в положении контакта с трубой 26 до тех пор, пока сила, оказываемая пуансоном 4, не достигнет своего максимума, контрпуансон 3 затем отводят прямолинейно вдоль оси A2, обеспечивая возможность продвижения вперед пуансона 3 и удаления трубчатой секции 27;

прерывание потока текучей среды через клапанный узел (AV) (фиг. 8E); для этой цели пуансон 4, продвинутый до конца своего хода, полностью блокирует участок внутреннего прохода корпуса 2 клапана;

создание гидравлического уплотнения внутри клапанного узла AV (фиг. 8F); для этой цели после отведения нижних инструментов 7 и блокировочных штифтов 19 посредством гидравлического давления, прикладываемого через специальный контур, который, поскольку он преимущественно сообщается с указанными штифтами, обеспечивает возможность их отведения, преодолевая силу пружин 20; закрывающую манжету 5 прижимают в контакт с пуансоном 4, прикладывают силу к уплотнительной прокладке 15, расположенной в выемке 18 пуансона 4; при этом в нижней поверхности пуансона 4 формируется выемка 18, гарантируя правильное положение для закрывающей манжеты 5.

блокировка закрывающей манжеты 5 (фиг. 8G); для этой цели блокировочные штифты 19 вставляют в соответствующие канавки закрывающей манжеты 5 посредством одной или нескольких соответствующих пружин 20, снимая давление специального гидравлического контура;

извлечение верхней отрезанной части трубчатого элемента 26 из корпуса 2 клапана; для этой цели верхние инструменты 7 отводят, чтобы обеспечить возможность отсоединения трубчатого элемента 26.

Приведение в действие предохранительного клапана является обратимым, обеспечивая возможность восстановления скважины, когда это возможно.

Процесс повторного открытия клапанного узла AV включает следующие этапы:

открытие гидравлического уплотнения клапанного узла AV; для этой цели специальный гидравлический контур помещают под давлением, перемещая блокировочные штифты 19 с результатом разблокирования указанных штифтов, затем в камере 22 создают давление, чтобы обеспечить возможность скользящего перемещения вниз закрывающей манжеты 5, которая отсоединяется от выемки 18;

отведение пуансона 4 в исходное положение, освобождая проходной канал 24.

Поэтому можно видеть, что предохранительный клапан для скважин для добычи углеводородов, выполненный в соответствии с настоящим изобретением, достигает указанных ранее целей и обеспечивает многочисленные преимущества, среди которых

облегчается срезающее действие трубчатых элементов путем создания предпочтительных плоскостей разлома, благодаря наличию надрезов, что, следовательно, является более универсальным по сравнению с известными устройствами, учитывая разнообразие геометрий, подлежащих разрезанию: от бурильных замков до кожухов;

создается определенная поверхность срезания, позволяющая избежать образования металлических обломков, которые препятствуют последующему прохождению запирающего элемента;

способна также осуществлять срезание трубчатых элементов в критических условиях;

обеспечивается защита уплотнений штоков поршня от текучих сред скважины, что позволяет избежать технического обслуживания уплотнений и обеспечивает установку предохранительного клапана на весь срок службы скважины.

Предохранительный клапан для скважин для добычи углеводородов, выполненный в соответствии с изобретением, задуманный таким образом, может в любом случае претерпевать многочисленные модификации и варианты, причем все они включены в один и тот же изобретательский замысел; кроме того, все детали могут быть заменены технически эквивалентными элементами. На практике используемые материалы, а также формы и размеры могут варьироваться в соответствии с техническими требованиями.

Таким образом, объем защиты изобретения определяется прилагаемой формулой изобретения.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Предохранительный клапанный узел (AV), содержащий корпус (2), в котором имеется проходной канал (24), выполненный с возможностью пропускания через него эксплуатационной и/или бурильной колонны, предназначенной для содержания в ней и транспортировки через трубчатый элемент (26) извлекаемых текучих сред или других текучих сред, подлежащих извлечению из подземного резервуара, причем клапанный узел (AV) содержит пробойник (4), выполненный с возможностью прямолинейного скольжения в контролируемом режиме в направлении своей оси (A2), пересекающей продольную ось (A1) трубы, и ответное средство (3), расположенное диаметрально противоположно пробойнику (4), выполненное с возможностью прямолинейного скольжения в управляемом режиме вдоль оси (A2), пересекающей продольную ось (A1) трубы, при этом клапанный узел (AV) отличается тем, что пробойник (4) выполнен с возможностью разрезания трубчатого элемента (26) по двум различным плоскостям срезания для удаления трубчатой секции (27) при его прямолинейном перемещении, при этом ответное средство (3) имеет полую часть, выполненную с возможностью приема в свою внутреннюю полость удаляемой секции (27) трубчатого элемента и пробойника (4).

2. Узел (AV) по п.1, отличающийся тем, что пробойник (4) и ответное средство (3) имеют "V"-образную конфигурацию в части, которая входит в контакт с трубчатым элементом (26).

3. Узел (AV) по п.1 или 2, отличающийся тем, что пробойник (4) и ответное средство (3) выполнены с возможностью надрезания поверхности трубчатого элемента (26).

4. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что на клапане установлен по меньшей мере один инструмент (7) для выполнения надреза для каждой плоскости (TS, TI) разрезания, причем инструменты для выполнения надреза выполнены с державками (11) для резцов, предпочтительно имеющими прямоугольное сечение и выполненными с возможностью прямолинейного скольжения вдоль осей, по существу ортогональных оси (A1) и расположенных в плоскостях (IS, II) надреза, причем указанные резцы (28) установлены на резцовых державках (11), а корпус (2) клапана имеет полости (23), обеспечивающие проход инструментов (7) для выполнения надреза.

5. Узел (AV) по п.4, отличающийся тем, что он содержит от четырех до шести инструментов (7) для выполнения надреза для каждой плоскости (TS, TI) разрезания, верхней и нижней, причем указанные инструменты (7) установлены в зеркальном расположении относительно плоскости, содержащей ось A1 и ось A2.

6. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что содержит систему для выполнения верхних надрезов, выполненную с возможностью надрезания поверхности трубчатого элемента (26), причем указанные надрезы содержатся в верхней плоскости (IS) надреза, параллельной верхней плоскости (TS) разрезания, лежащей выше TS и на расстоянии от TS, предпочтительно имеющем значение в диапазоне от 0,1 до 10 мм, измеренном в направлении оси A1.

7. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что имеет систему для выполнения нижних надрезов, выполненную с возможностью надрезания поверхности трубчатого элемента (26), причем указанные надрезы содержатся в нижней плоскости (II) надреза, параллельной нижней плоскости (TI) разрезания, лежащей ниже TI и на расстоянии от TI, предпочтительно имеющем значение в диапазоне от 0,1 до 10 мм, измеренном в направлении оси A1.

8. Узел (AV) по пп.4-7, отличающийся тем, что инструменты (7) для выполнения надреза могут быть выборочно задействованы в процессе срезания в количестве, зависящем от диаметра трубчатого

элемента (26), который проходит через корпус (2) клапана.

9. Узел (AV) по пп.4-8, отличающийся тем, что инструменты (7) для выполнения надреза выполнены с возможностью создания надрезов на поверхности трубчатого элемента (26), причем указанные надрезы имеют глубину проникновения предпочтительно в диапазоне от 0,1 до 5 мм.

10. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что уплотнения (31) штоков (30) гидравлических поршней (8, 9 и 10) защищены от текучих сред скважины с помощью упругих сильфонов (6), предпочтительно металлических или выполненных из ПТФЭ.

11. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что он содержит закрывающую манжету (5), по существу цилиндрическую, выполненную с возможностью скольжения вдоль оси А1 корпуса (2) клапана и предпочтительно расположенную ниже пробойника (4).

12. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что он содержит две гидравлические камеры (21, 22), расположенные между проходным каналом (24) и наружной поверхностью закрывающей манжеты (5), причем указанные камеры не сообщаются друг с другом.

13. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что камеры (21, 22) закрывающей манжеты (5) и объемы, ограниченные защитными сильфонами (6), заполнены инертной текучей средой и поддерживаются посредством устройств (16, 17) компенсации давления при том же давлении, что и текучие среды скважины, которые проходят через корпус (2) клапана.

14. Узел (AV) по пп.11-13, отличающийся тем, что он содержит по меньшей мере один блокировочный штифт (19) с пружиной (20) и соответствующие канавки, выполненные в закрывающей манжете (5).

15. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что на нижней поверхности пробойника (4) имеется выемка (18), обеспечивающая правильное положение для закрывающей манжеты (5), причем указанная выемка содержит уплотнительную прокладку (15).

16. Узел (AV) по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что он содержит дистанционную систему (300) управления и контроля, установленную на заданном расстоянии от скважины, причем указанная система (300) функционально соединена с клапаным узлом (AV) с помощью электрических и гидравлических соединений (400).

17. Способ закрытия добывающей скважины в аварийных условиях путем закрытия предохранительного клапанного узла (AV) по пп.1-16, включающий следующие этапы:

центрирование трубчатого элемента (26) относительно проходного канала (24) благодаря "V"-образной конфигурации формы пробойника (4) и ответного средства (3);

надрезание трубчатого элемента (26);

срезание трубчатого элемента (26);

отведение инструментов (7) для выполнения надреза;

удаление трубчатой секции (27);

прерывание потока текучих сред через клапанный узел (AV);

создание гидравлического уплотнения внутри клапанного узла (AV);

блокирование закрывающей манжеты (5);

извлечение срезанной верхней части трубчатого элемента (26) из корпуса (2) клапана.

18. Способ открытия добывающей скважины путем открытия ранее закрытого предохранительного клапанного узла (AV) по пп.1-16, включающий следующие этапы:

разблокирование закрывающей манжеты (5) и открытие гидравлического уплотнения клапанного узла (AV);

перемещение закрывающей манжеты (5) назад;

отведение пробойника (4) в исходное положение, освобождая проходной канал (24).

19. Добывающая скважина, содержащая

цементированную якорную трубу (600) или трубу, которая в любом случае закреплена или прикреплена к морскому дну или другому геологическому образованию, в котором имеется подземный резервуар, подлежащий эксплуатации, причем труба (600) расположена вблизи поверхности морского дна или другого представляющего интерес геологического образования;

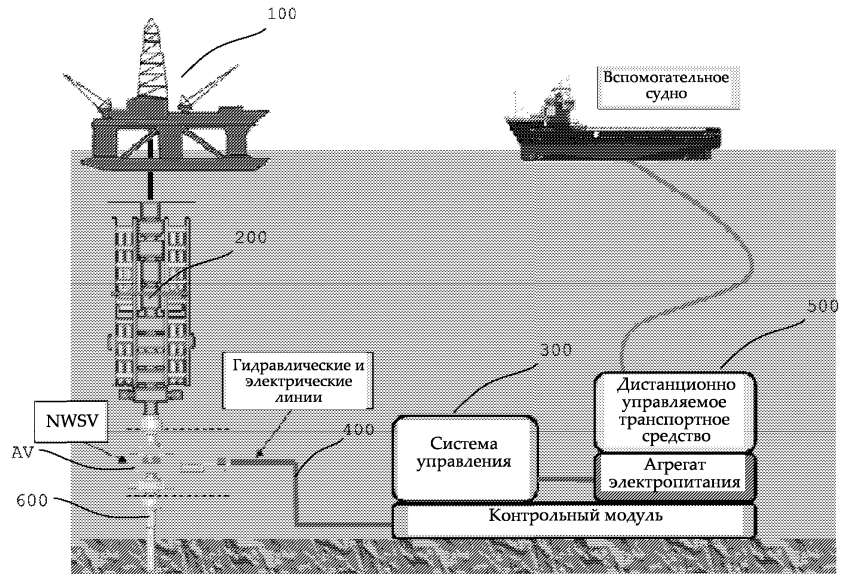
устье скважины, расположенное в соответствии с первой якорной трубой (600) или вблизи нее;

предохранительный клапанный узел (AV) по пп.1-16, установленный в устье скважины;

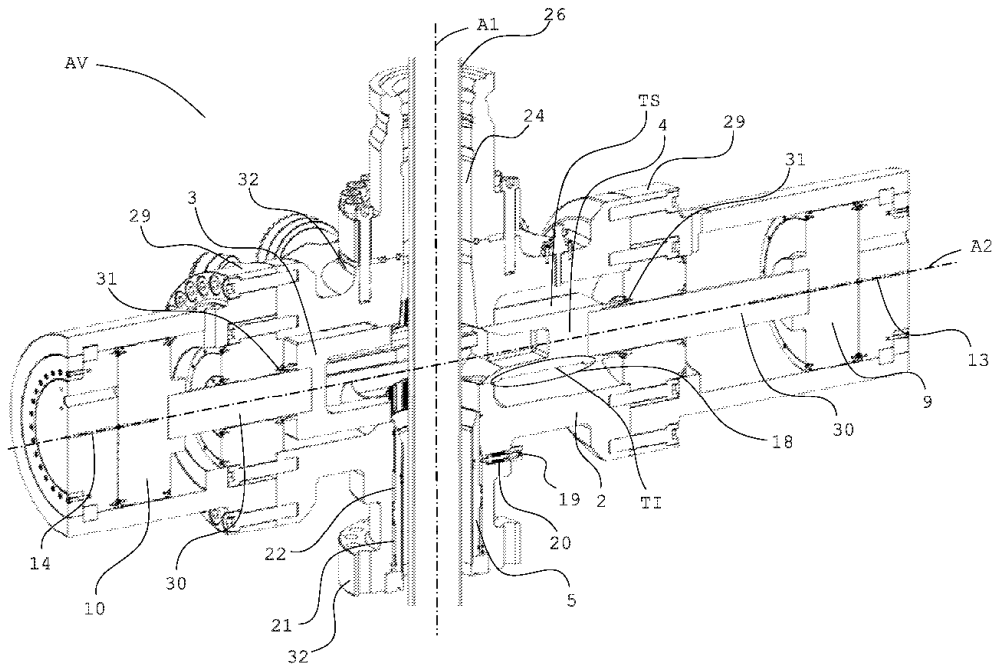
трубчатый элемент (26), содержащийся, по меньшей мере частично, внутри скважины и ориентированный в том же осевом направлении, что и сама скважина, причем трубчатый элемент (26) является внутри полым и предназначен для содержания и транспортировки текучих сред и других веществ, извлеченных через скважину, среди которых углеводороды, такие как нефть или природный газ, вода, осадки, обломки горных пород и/или почвенный мусор.

20. Добывающая скважина по п.19, содержащая один или несколько противовыбросовых превенторов (ПВП) или других предохранительных клапанов, установленных выше клапанного узла (AV).

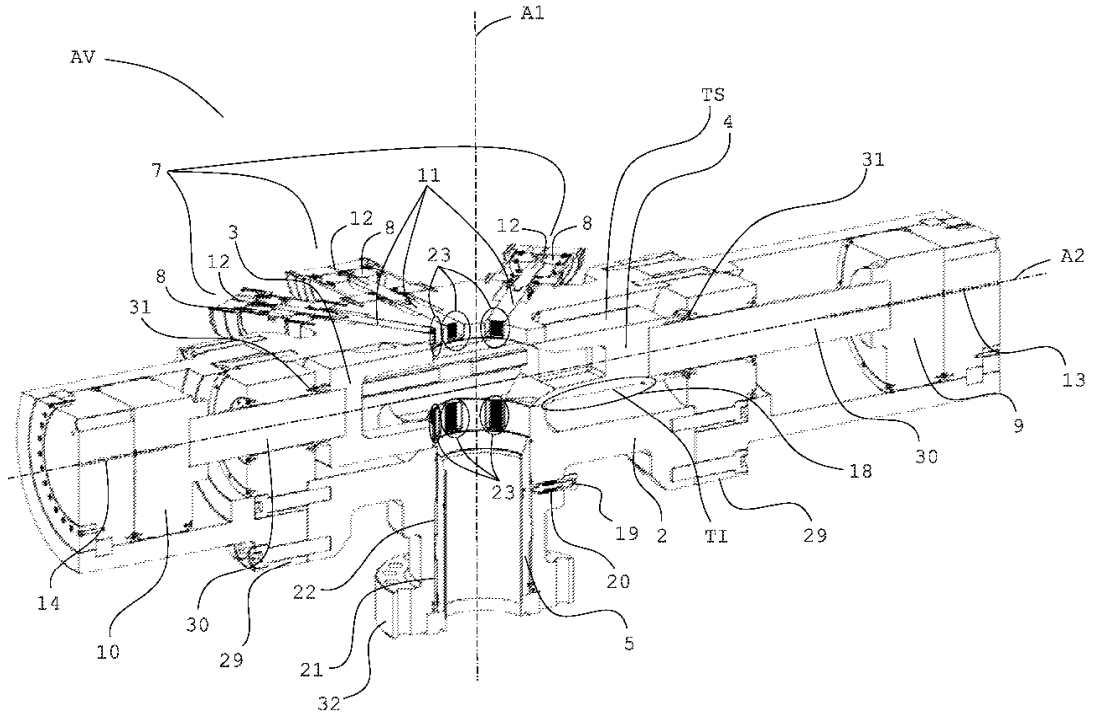




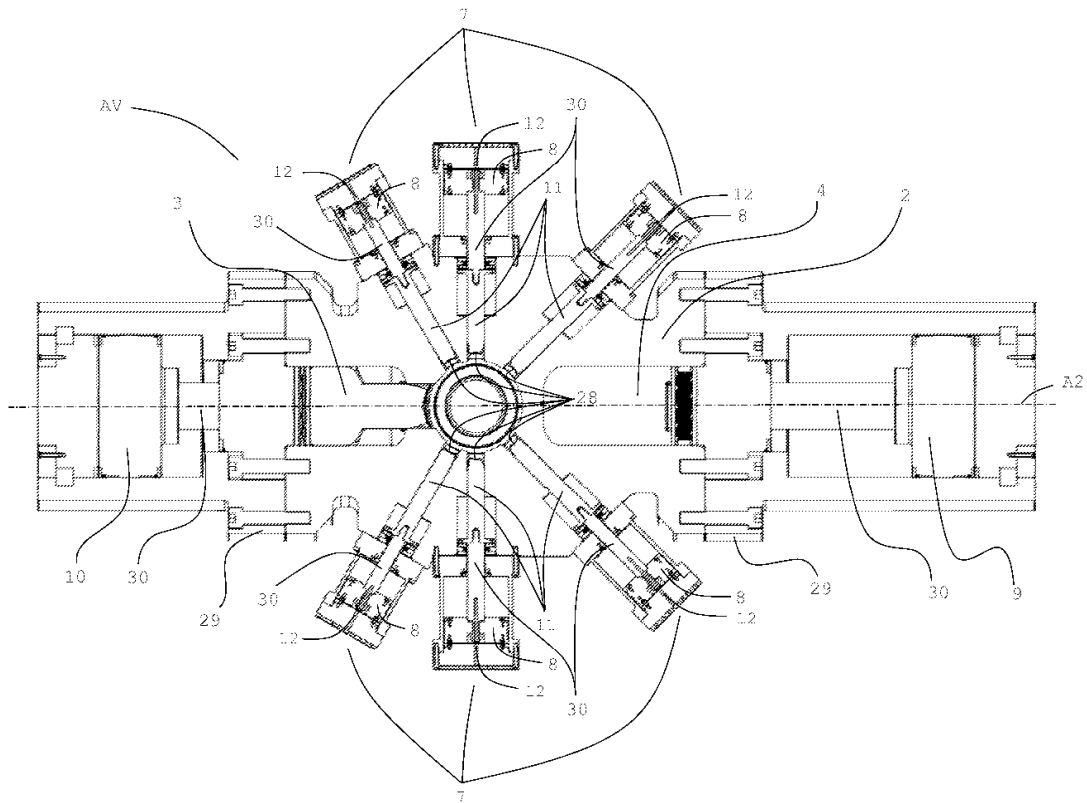
Фиг. 1



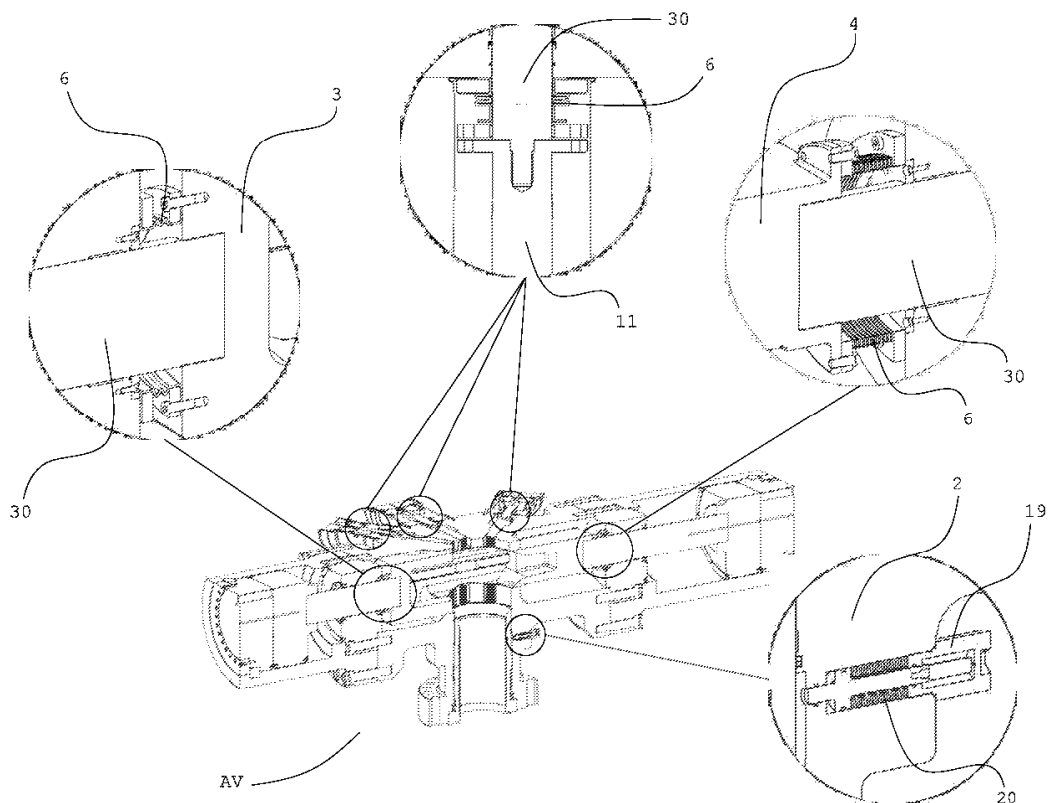
Фиг. 2



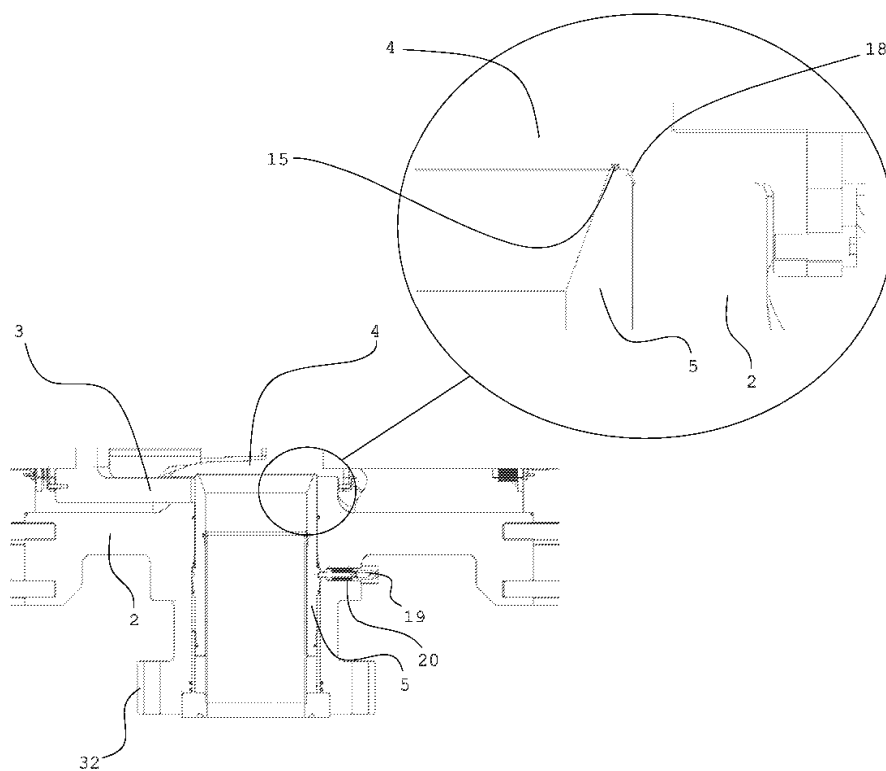
Фиг. 3



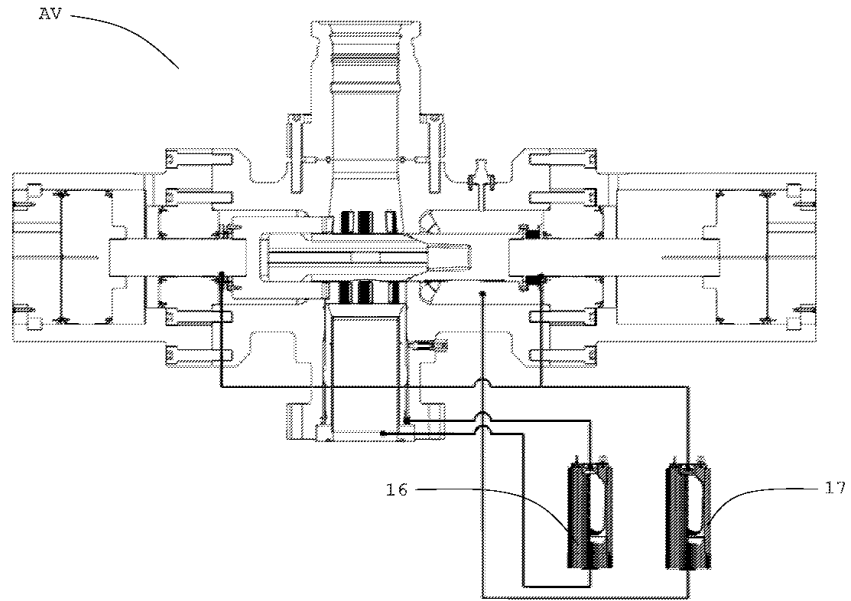
Фиг. 4



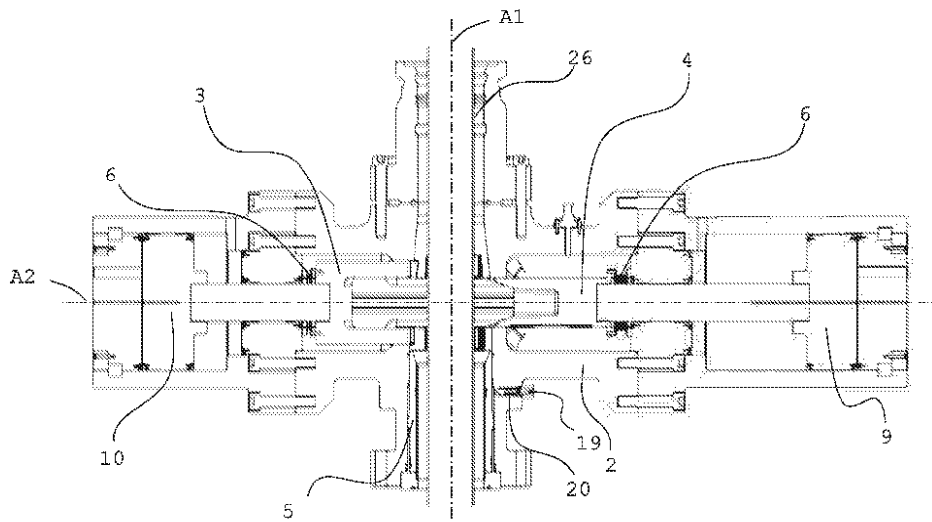
Фиг. 5



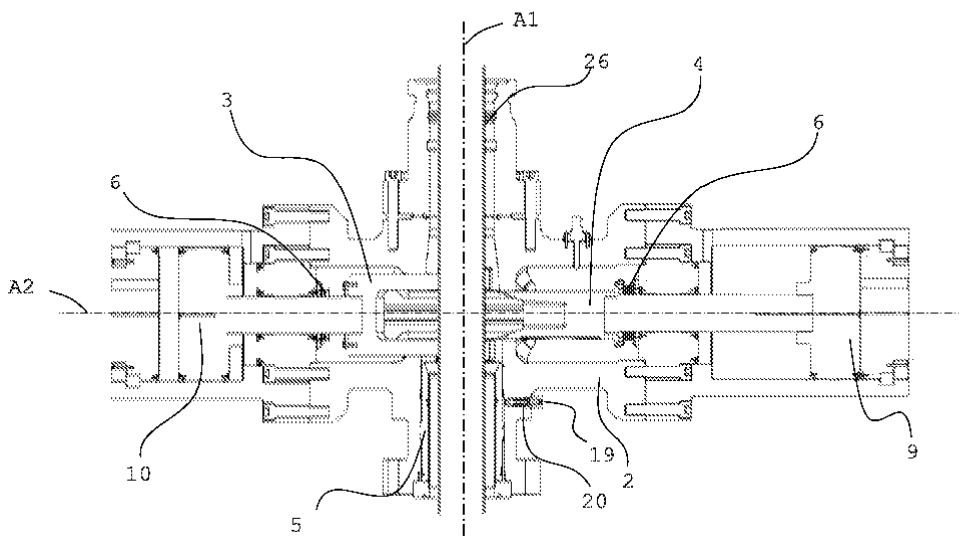
Фиг. 6



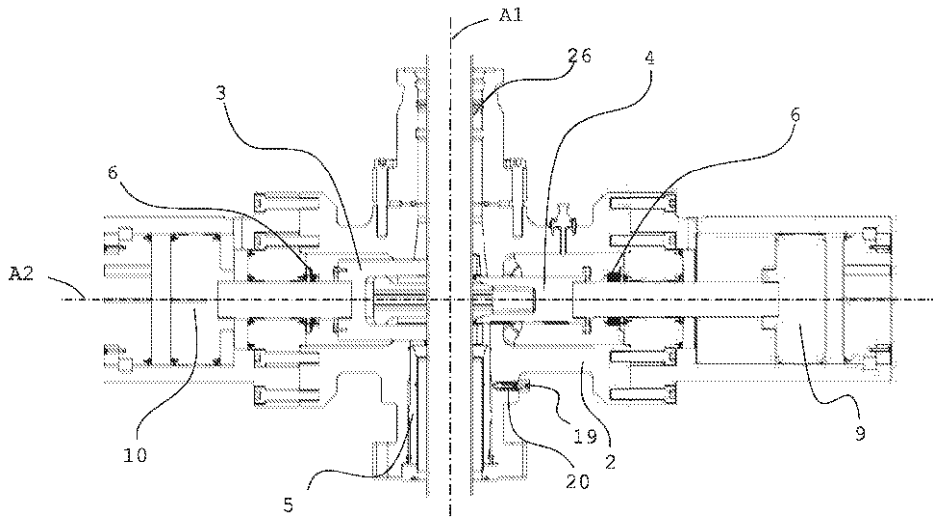
Фиг. 7



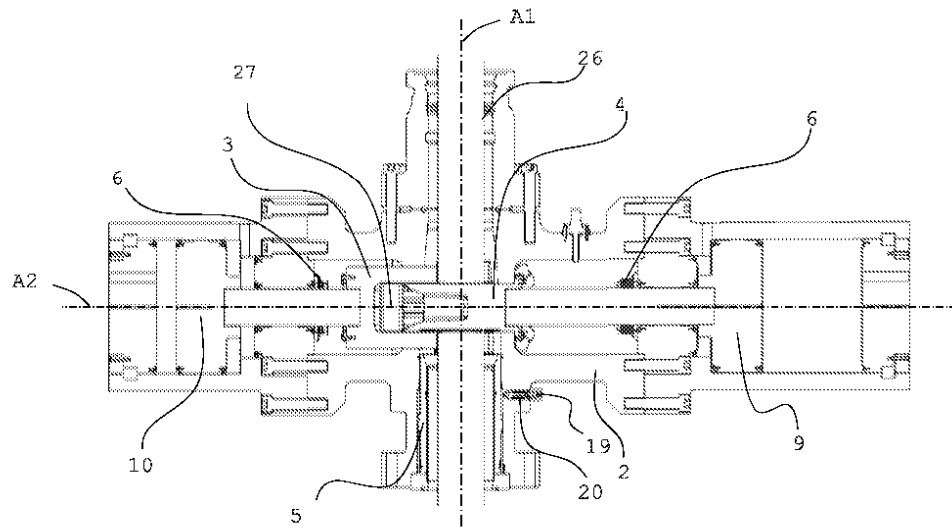
Фиг. 8А



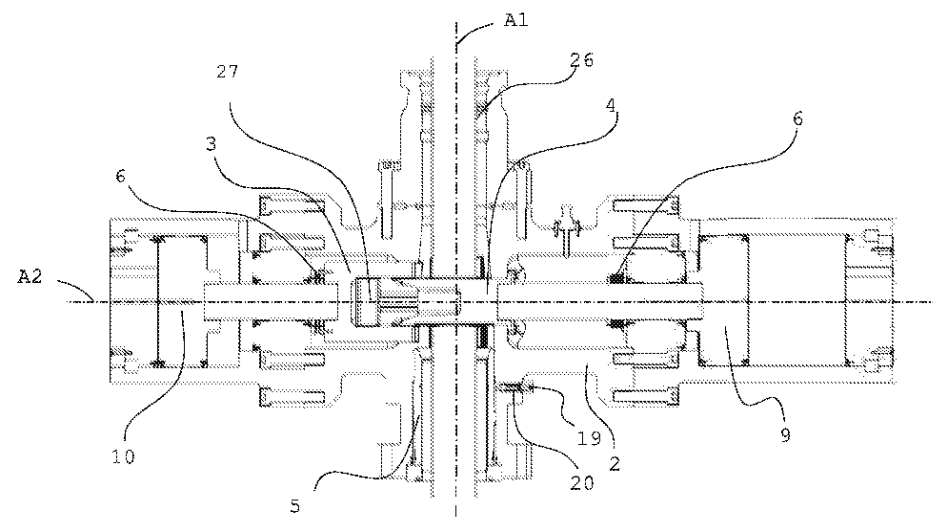
Фиг. 8В



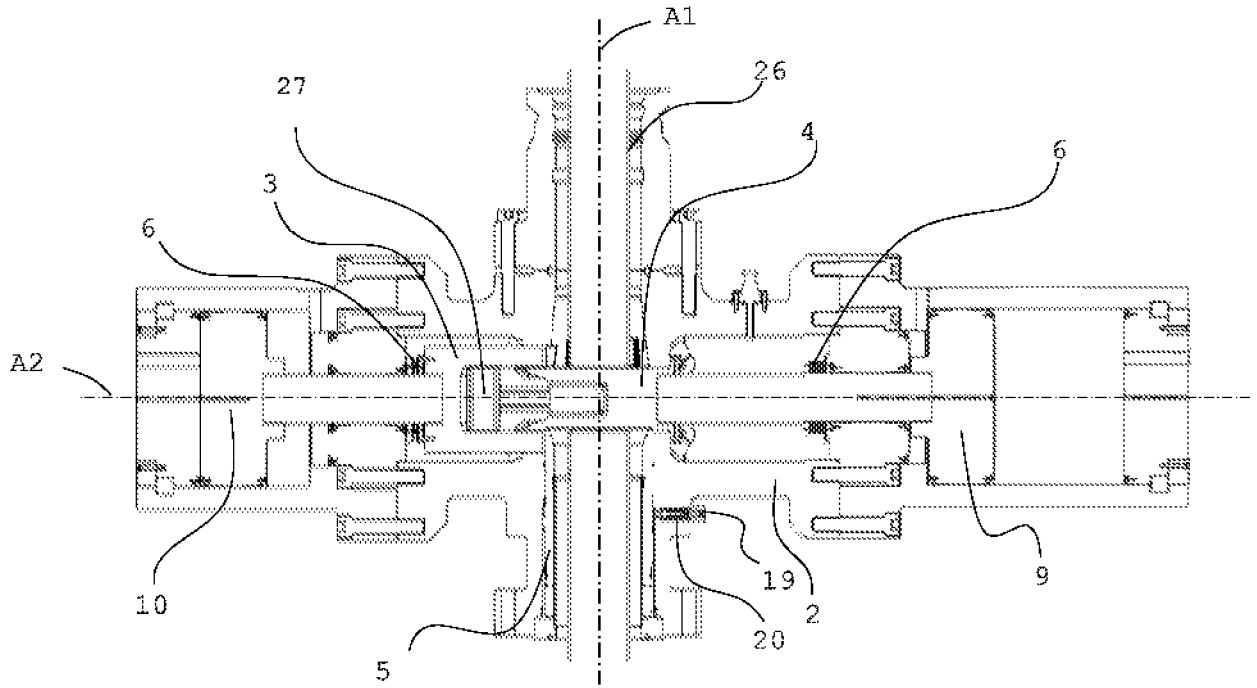
Фиг. 8С



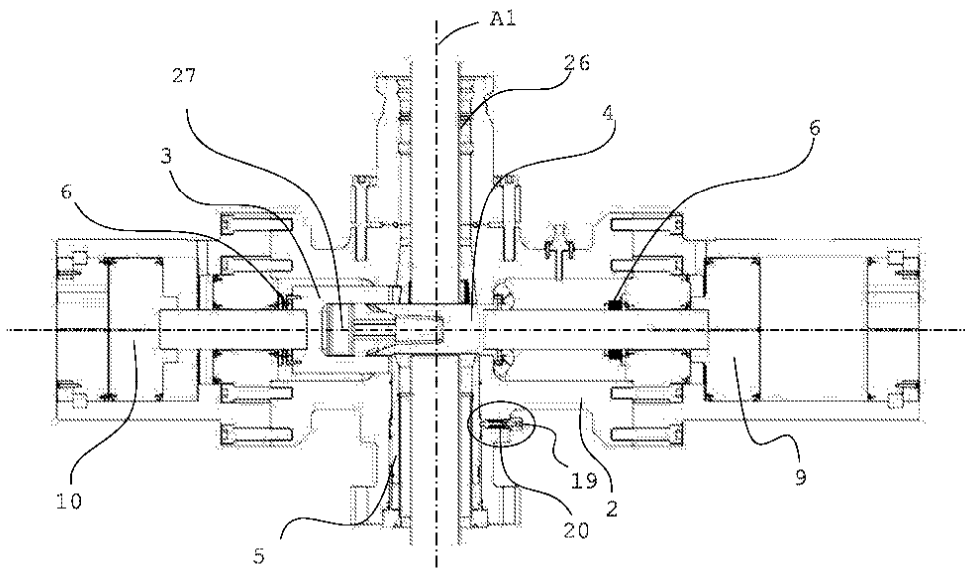
Фиг. 8D



Фиг. 8E



Фиг. 8F



Фиг. 8G

