



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) (22) Заявка **2004134799/03, 29.11.2004**  
(24) Дата начала отсчета действия патента:  
**29.11.2004**  
(43) Дата публикации заявки: **10.05.2006**  
(45) Опубликовано: **27.12.2006, Бюл № 36**  
(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске **ПАКЕР инерционный механический**  
**типа ПИМ [он-лайн], научно-**  
**производственная фирма «Синтез»,**  
**г.Тюмень, 10.12.2003[найдено 13.07.2006],**  
**найдено из Интернета:<URL:**  
**http://WWW.NEFTEGAZPROGRESS. RU. SU**  
**1439208 A1, 23.11.1988. RU 2039205 C1,**  
**09.07.1995. RU 2101461 C1, 10.01.1998. RU**  
**2148700 C1, 10.05.2000. US 4548264 A,**  
**22.10.1985.**  
Адрес для переписки:  
**628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск,**  
**ОПС 16, а/я 1089**

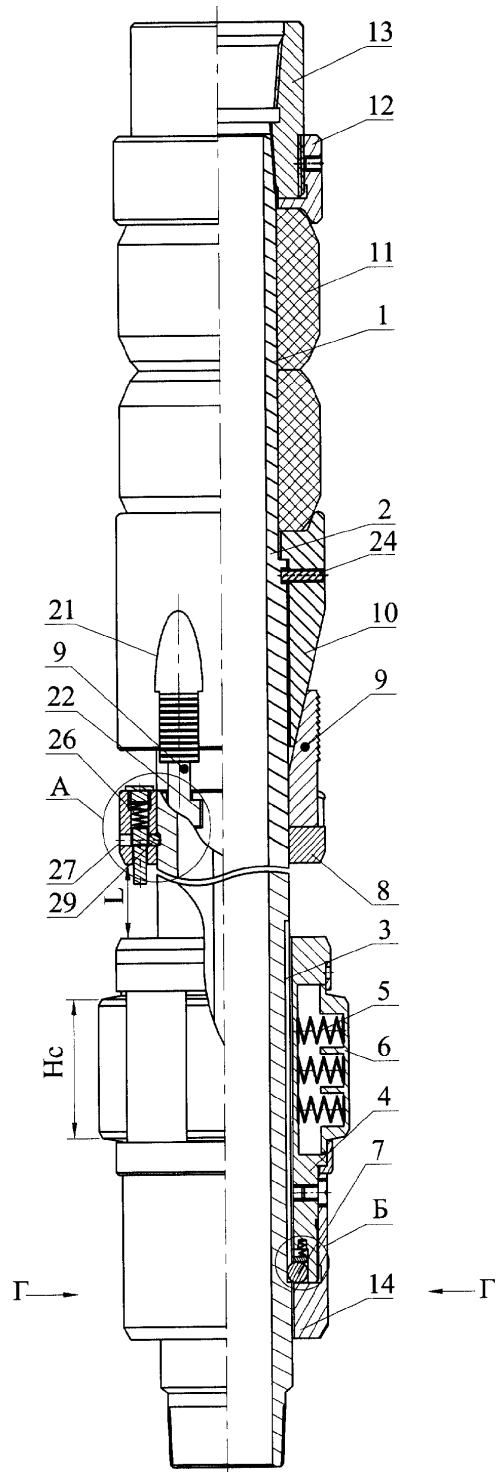
(72) Автор(ы):  
**Набиев Адил Дахил оглы (AZ);**  
**Шарифов Махир Зафар оглы (RU);**  
**Леонов Василий Александрович (RU);**  
**Гафаров Васиф Вагон оглы (AZ);**  
**Набиев Натиг Адил оглы (AZ);**  
**Гарипов Олег Марсович (RU);**  
**Николаев Олег Сергеевич (RU);**  
**Иванов Олег Анатольевич (RU);**  
**Краснопёров Валерий Тимофеевич (RU);**  
**Ширинов Мансим Сафар оглы (RU);**  
**Агаев Фазиль Амир оглы (AZ);**  
**Баширов Фейруз Джалал оглы (AZ);**  
**Ибадов Гахир Гусейн оглы (AZ);**  
**Кузнецов Николай Николаевич (RU);**  
**Синёва Юлия Николаевна (RU)**

(73) Патентообладатель(и):  
**Шарифов Махир Зафар оглы (RU);**  
**ООО НТП «Нефтегазтехника» (RU)**

## (54) ПАКЕР МЕХАНИЧЕСКИЙ ДЛЯ СКВАЖИНЫ С ОДНИМ ИЛИ НЕСКОЛЬКИМИ ПЛАСТАМИ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:  
Изобретение относится к технике добычи углеводородов и может быть применено для разобщения межтрубного пространства в фонтанной, газлифтной, насосной или нагнетательной скважине с одним или несколькими эксплуатационными объектами - пластами. Позволяет повысить надежность и эффективность работы пакера в процессе его посадки, эксплуатации и срыва в скважине. Пакер включает ствол с наружным буртом и фигурным пазом, установленные на стволе снизу вверх центратор, в виде корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором, плашкодержатель и плашки, конус, манжету, регулировочную гайку и муфту. Ствол выполнен с наружным продольным глухим покрытием или непокрытым каналом для ввода или размещения и уплотнения в нем силового кабеля с наружной защитой и/или покрытием. Стопор выполнен в виде свободного осевого

вращающегося шара с возможностью полного или ограниченного кольцевого перемещения в корпусе центратора и фигурном пазу ствола. Плашкодержатель, плашки и конус взаимосвязаны между собой и в сборе они установлены на стволе под манжетой. Конус выполнен с наружными пазами в виде ласточкина хвоста и в них установлены соответствующие плашки с ограниченными осевым и радиальным перемещениями относительно ствола. Плашкодержатель, в свою очередь, выполнен или с пазами в виде ласточкина хвоста и в них соответственно размещены нижние торцы плашек, или же с окнами, в которых изнутри размещены плашки, причем для исключения преждевременного срабатывания пакера и перемещения плашек относительно конуса при спуске пакера в скважину плашкодержатель или плашки и конус оснащены фиксаторами. 3 н. и 19 з.п. ф-лы, 27 ил.



Фиг.1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2004134799/03, 29.11.2004**(24) Effective date for property rights: **29.11.2004**(43) Application published: **10.05.2006**(45) Date of publication: **27.12.2006 Bull. 36**

Mail address:

**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk,  
OPS 16, a/ja 1089**

(72) Inventor(s):

**Nabiev Adil Dakhil ogly (AZ),  
Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),  
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),  
Gafarov Vasif Vagon ogly (AZ),  
Nabiev Natig Adil ogly (AZ),  
Garipov Oleg Marsovich (RU),  
Nikolaev Oleg Sergeevich (RU),  
Ivanov Oleg Anatol'evich (RU),  
Krasnoperov Valerij Timofeevich (RU),  
Shirinov Mansim Safar ogly (RU),  
Agaev Fazil' Amir ogly (AZ),  
Bashirov Fejruz Dzhalal ogly (AZ),  
Ibadov Gakhir Gusejn ogly (AZ),  
Kuznetsov Nikolaj Nikolaevich (RU),  
Sineva Julija Nikolaevna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),  
OOO NTP "Neftegaztehnika" (RU)**

(54) **MECHANICAL PACKER FOR WELL WITH ONE OR SEVERAL FORMATIONS (VARIANTS)**

(57) Abstract:

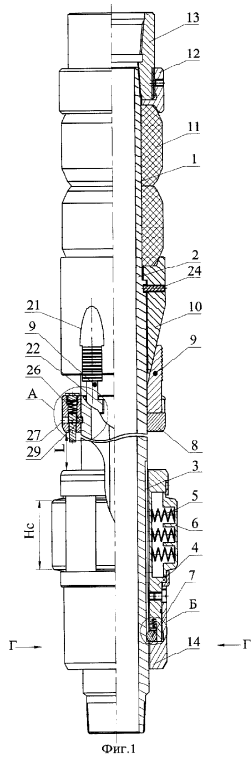
FIELD: hydrocarbons extraction technology, possible use for isolation of inter-tubular space in fountain, gas-lifting, pumping or forcing well with one or several operation objects - formations.

SUBSTANCE: packer includes shaft with external clamp and profiled groove, mounted on the shaft in upward direction are localizer in form of body with external spring-loaded resistance elements and internal stopper, anvil holder and anvils, body, collar, adjusting nut and sleeve. Shaft is made with external longitudinal solid covered or open channel for insertion or positioning and packing therein of force cable with external protection and/or cover. Stopper is made in form of free axial rotating ball with possible full or limited circular movement in the body of localizer and profiled groove of shaft. Anvil

holder, anvils and cone are interconnected and in assembly they are mounted on the shaft below the collar. Cone is made with external grooves in form of dovetail and appropriate anvils are mounted therein with limited axial and radial movement relatively to the shaft. Anvil holder in its turn is made either with grooves in form of dovetail and in these, respectively, lower ends of anvils are located, or with windows, inside which anvils are positioned, while to prevent premature activation of packer and movement of anvils relatively to cone during lowering of packer into the well anvil holder or anvils and the body are provided with fasteners.

EFFECT: increased reliability and efficiency of packer operation during its mounting, operation and well break.

3 cl, 27 dwg



Изобретение относится к технике добычи углеводородов и может быть применено для разобщения межтрубного пространства в фонтанной, газлифтной, насосной или нагнетательной скважине с одним или несколькими эксплуатационными объектами - пластами.

5 Известен в качестве аналога пакер механический типа ПН-ЯМ (Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин, М., Недра, 1984, стр.76), включающий ствол с наружным буртом и стопором в виде пальца, установленные на стволе снизу вверх замок с фигурным пазом и башмаками (например, в виде центратора - корпуса с наружными элементами сопротивления), плашкодержатель, плашки, конус, манжету, регулировочную  
10 гайку и муфту. Функционирование этого пакера в скважине происходит только путем подъема и вращения колонны труб перед созданием осевой нагрузки на его манжету, что в наклонных и глубоких скважинах часто не удается. Кроме того, аналог не имеет кабельного ввода для спуска пакера в скважину над насосом - ЭЦН.

Известен в качестве прототипа пакер инерционный механический типа ПИМ (разработка  
15 Научно-производственной фирмы "Синтез", г.Тюмень. Сайт в Интернете [www.neftegazprogress.ru](http://www.neftegazprogress.ru)), включающий ствол с наружным буртом и фигурным пазом, состоящим из замкнутой и прямолинейной, соединенных между собой глухих лабиринтных прорезей, установленные на стволе снизу вверх центратор в виде корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором с кодовой (вращающейся) втулкой, плашкодержатель, плашки, конус, манжета, регулировочная гайка  
20 и муфта. В данной конструкции плашки могут ломаться как при посадке пакера, так и при его срыве, в частности в наклонных скважинах, в случае накопления грязи или попадания в них постороннего предмета, или нарушения их центровки. Также имеется большая вероятность заклинивания кодовой - вращающейся втулки в корпусе центратора или его жесткого стопора, в виде несвободного пальца, в фигурном пазу ствола, вследствие чего пакер будет в скважине неработоспособен. Этот пакер срабатывает только от заданного осевого перемещения ствола относительно центратора и не предусматривает возможности его посадки в скважине дополнительно от осевого вращения  
25 ствола. Кроме этого, плашки пакера во всех случаях отделены от конуса, из-за чего нарушается центровка движения плашек при вводе под ними конуса, что, в свою очередь, снижает надежность работы пакера. Также прототип не имеет кабельного ввода для спуска пакера над насосом - ЭЦН.

Целью изобретения является повышение надежности и эффективности работы пакера в процессе его посадки, эксплуатации и срыва в нагнетательной, фонтанной, газлифтной  
35 или насосной скважине с одним или несколькими пластами.

Положительный эффект от применения пакера в скважинах заключается в сокращении количества аварий и увеличении его срока службы, в росте межремонтного периода скважин и соответственно увеличения добычи флюида, в повышении коэффициента использования негерметичных насосных скважин, а также в оперативности регулирования  
40 работы нескольких пластов одной скважины при одновременно-раздельной (ОРЭ) или поочередной (ПЭ) эксплуатации.

Технический результат достигается за счет снижения коэффициента трения между центратором и стволом и предотвращения заклинивания центратора за счет использования шарового механизма, снижения вероятности слома плашек за счет их взаимосвязи с конусом, исключения преждевременного срабатывания пакера при спуске за счет фиксирующего механизма в плашкодержателе, а главное, обеспечения прохождения силового кабеля через ствол пакера под манжетами по всей его длине, не ограничивая  
45 при этом срабатывание всех элементов и узлов пакера.

Цель изобретения достигается за счет следующих технических решений:

50 Стопор выполнен в виде свободного осевого вращающегося шара, с возможностью полного или ограниченного кольцевого перемещения в корпусе центратора и фигурном пазу ствола, что повышает надежность работы пакера за счет исключения возможности заклинивания центратора или его стопора по фигурному пазу ствола.

Ствол выполнен с наружным продольным глухим покрытым (гуммированием, резиной, пластмассой, пастой, герметикой, металлом и пр.) или непокрытым каналом (пазом, прорезью и пр.) для размещения, уплотнения или ввода через него силового кабеля с наружной защитой и/или покрытием (гуммированием и пр.), что обеспечивает прохождение силового кабеля через ствол пакера.

Плашкодержатель, плашки и конус взаимосвязаны между собой и в сборе они установлены на стволе под манжетой. При этом конус выполнен с наружными пазами в виде ласточкина хвоста, в которых установлены соответствующие плашки с ограниченными осевым и радиальным перемещениями относительно ствола. В этом случае плашкодержатель также выполнен или с пазами в виде ласточкина хвоста и в них соответственно размещены нижние торцы плашек, или же выполнен с окнами, в которых изнутри размещены плашки. Для исключения преждевременного срабатывания пакера и перемещения плашек относительно конуса при спуске пакера в скважину плашкодержатель или плашки и конус оснащены фиксаторами.

Фигурный паз ствола состоит из замкнутой или незамкнутой и прямолинейной, соединенных между собой глухих лабиринтных прорезей соответственно для возможности посадки пакера в скважине от осевого перемещения или вращения ствола. Фигурный паз ствола может быть выполнен с дополнительной прямолинейной глухой лабиринтной прорезью, соединенной так же с замкнутой глухой лабиринтной прорезью, для возможности посадки пакера в скважине как от осевого перемещения, так и от осевого вращения ствола. Высота прямолинейной глухой лабиринтной прорези фигурного паза ствола не меньше, чем сумма максимального осевого хода плашек и длины сжатия манжеты, для надежности и герметичности посадки пакера. В исходном положении пакера, в первом случае расстояние от конуса до плашек центратора больше, чем высота замкнутой или незамкнутой глухой лабиринтной прорези фигурного паза ствола, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины. А во втором случае расстояние от плашкодержателя плашек до центратора больше, чем высота замкнутой или незамкнутой глухой лабиринтной прорези фигурного паза ствола, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины. Корпус центратора может состоять из нескольких узлов, один из которых выполнен под диаметр стопора, с внутренней расточкой или кольцевой канавкой без или с радиальным сквозным отверстием и верхней резьбовой пробкой для исключения возможности вращения пакера при осевом перемещении его ствола с замкнутым фигурным пазом. Корпус центратора также может быть выполнен только с радиальным сквозным отверстием и верхней резьбовой пробкой для обеспечения посадки пакера от осевого вращения ствола с незамкнутым фигурным пазом. Также фиксатор может быть выполнен в виде пружинного кольца, размещенного во внутренней канавке плашкодержателя, для исключения вероятности самопроизвольного перемещения плашек в пазах конуса при спуске пакера в скважину. Высота элементов сопротивления центратора больше, чем расстояние между торцами эксплуатационных труб в муфте внутри скважины, для точности центровки пакера. Элементы сопротивления центратора выполнены в виде резиновых или металлических подушек для центровки и возможности осевого перемещения ствола относительно центратора как при спуске и подъеме, так и при посадке пакера. Манжета состоит из одной или двух, или трех частей с одинаковой или разной твердостью. При этом конус под манжетой и регулировочная гайка над манжетой могут быть выполнены с глухими каналами под формы манжеты для исключения возможности затекания манжеты при посадке и срыве пакера. Также над и под манжетой (манжетами) могут быть установлены металлические (например, медные, латунные, бронзовые и пр.) обоймы для исключения возможности затекания манжеты при посадке пакера. Пакер дополнительно может быть оснащен якорем, срабатывающим от внутреннего давления среды, для исключения возможности перемещения ствола вверх при посадке пакера и в процессе его эксплуатации. Ствол или его часть может быть выполнена с концентричным (осевым) или эксцентричным (неосевым) проходным сечением. При этом фигурный паз под стопор или наружный продольный глухой покрытый

или непокрытый канал (в виде паза, прорези и пр.) под силовую кабель может быть выполнен на толстостенной части ствола. Также кусок силового кабеля или его жила могут быть герметично или же негерметично размещены в продольном глухом покрытом или непокрытом канале с возможностью соединения над и под пакером куска кабеля или его жилы с общим силовым кабелем насоса при спуске в скважину УЭЦН. Ствол дополнительно может быть оснащен двумя уплотняющими узлами, при этом один из них установлен сверху, а другой - снизу ствола, с возможностью ввода через них и через полость ствола силового кабеля насоса. Ствол дополнительно может быть оснащен перепускным каналом, который гидравлически соединяет пространство над и под манжетой, с обратным клапаном или узлом для стравливания газа из - под пакерного пространства.

На фиг.1-27 приводятся варианты пакеров, в частности на фиг.1 - пакер, выполненный со стопором, в виде свободного шара в корпусе центратора, и плашками свободно взаимосвязанными с конусом; на фиг.2 - тот же самый пакер, но плашкодержатель выполнен с окнами под плашки; на фиг.3 - пакер, выполненный со стопором, в виде свободного шара в корпусе центратора, и плашкодержателем, жестко соединенным с корпусом центратора; на фиг.4-7 - различные конструктивные исполнения стопора в корпусе центратора; на фиг.8 - 12 - различные конструктивные исполнения фиксатора для исключения преждевременного перемещения плашек; на фиг.13 - плашкодержатель, подпружиненный относительно ствола пакера; на фиг.14 - плашки, подпружиненные спиральной пружиной относительно конуса пакера; на фиг.15 - подпружиненные плашки пакера; на фиг.16 - фигурный паз ствола, состоящий из замкнутой и прямолинейной, соединенных между собой, глухих лабиринтных прорезей; на фиг.17 - фигурный паз ствола, состоящий из незамкнутой и прямолинейной, соединенных между собой глухих лабиринтных прорезей; на фиг.18 - фигурный паз ствола с дополнительной прямолинейной глухой лабиринтной прорезью, соединенной так же с замкнутой глухой лабиринтной прорезью; на фиг.19, 20 - исполнения манжет соответственно из одной или трех частей; на фиг.21 - якорь пакера; на фиг.22, 23, 24 - соответственно варианты исполнения ствола с фигурным пазом под стопор или с продольным глухим покрытым или непокрытым каналом под кабель; на фиг.25 - пакер в скважине над ЭЦН; фиг.26 - вариант ствола пакера с перепускным каналом для стравливания газа из-под пакерного пространства; на фиг.27 - установка с пакером или пакерами при ОРЭ или ПЭ.

Пакер (см. фиг.1, 2, 3) включает ствол 1 с наружным буртом 2 и фигурным пазом 3, установленные на стволе 1 снизу вверх центратор в виде корпуса 4 с наружными подпружиненными (например, спиральными пружинами 5, как на фигурах; также могут быть варианты и с тарельчатыми, пластичными пружинами, сплошными или подушечными эластичными узлами) элементами сопротивления 6 (резиновыми или металлическими и пр.) и внутренним стопором 7 в виде свободного осевого вращающегося шара, плашкодержатель 8, плашки 9, конус 10, манжета 11 (например, состоящая из одной по фиг.19 или из двух по фиг.1-3, или из трех частей по фиг.20, без или с обоймами), регулировочная гайка 12 и муфта 13.

Корпус центратора (см. фиг.4-7) может состоять из нескольких жестко соединенных резьбой узлов (например, из верхнего 4 и нижнего 14), один из которых, например, нижний 14 на фигурах (может быть и верхний 4), выполнен под диаметр стопора 7 с внутренней расточкой 15 (фиг.4) или кольцевой канавкой 16 (фиг.5) без или с радиальным сквозным отверстием 17 и верхней резьбовой пробкой 18 для исключения возможности вращения пакера при осевом перемещении его ствола с замкнутым фигурным пазом. Корпус 4 или 14 центратора (фиг.6) может быть выполнен под диаметр стопора 7 только с радиальным сквозным отверстием 17 и резьбовой пробкой 18 для обеспечения посадки пакера от осевого вращения ствола с незамкнутым фигурным пазом. Стопор 7 (фиг.7) может быть установлен в корпусе 14 или 4 центратора с вращающейся втулкой 19, при этом последняя 19 может быть выполнена аналогично корпусу 14 или 4 (см. фиг.4-6), то есть также с внутренней расточкой или кольцевой канавкой, или же с радиальным

сквозным отверстием 17 под диаметр стопора 7, без или с верхней резьбовой пробкой для исключения возможности вращения пакера при осевом перемещении его ствола с замкнутым фигурным пазом. При осевом перемещении ствола 1 относительно центратора стопор 7 имеет возможность полного или ограниченного кольцевого перемещения во внутренней расточке 15 (фиг.4) или канавке 16 (фиг.5) корпуса 4 центратора и в фигурном пазе 3 ствола 1.

Плашкодержатель 8 (см. фиг.3) может быть взаимосвязан со свободными (без пружины 20) или подпружиненными (пружинами 20) плашками 9, причем они отделены от конуса 10 и соединены (например, жестко или телескопически и пр.) с корпусом 4 центратора. Плашкодержатель 8 с плашками 9 (см. фиг.1, 2) также может быть свободно взаимосвязан с конусом 10 и в сборе они установлены на стволе 1 под манжетой 11. При этом конус 10 выполнен с наружными пазами 21 в виде ласточкина хвоста, в которых установлены соответствующие плашки 9 с ограниченными осевым и радиальным перемещениями относительно ствола 1. Плашкодержатель 8 (см. фиг.1, 2) либо выполнен с пазами 22 (см. фиг.1) в виде ласточкина хвоста и в них соответственно размещены нижние торцы плашек 9, либо выполнен с окнами 23 (см. фиг.2), в которых изнутри размещены плашки 9.

Для исключения перемещения плашек 9 относительно конуса 10 (см. фиг.1, 2,) при спуске пакера в скважину плашкодержатель 8 может быть выполнен со срезным винтом 24 (фиг.8) или с внутренней канавкой 25 (фиг.9), или же с одним 26 (фиг.10-12), или несколькими 26, 27 (фиг.1, 2) радиальными сквозными отверстиями и верхней резьбовой пробкой 28, и в канавке 25 или в отверстиях 26, 27 размещен фиксатор 29 (например, в виде одного или нескольких подпружиненных шаров по фиг.10-12 или пружинного кольца по фиг.9, или пр.), под которым на стволе 1 имеется наружная канавка 30 (фиг.9, 10) или бурт 31 (фиг.11, 12). Также плашкодержатель 8 (фиг.13) или его плашки 9 (фиг.14) могут быть подпружинены спиральной пружиной 32 соответственно относительно ствола 1 или конуса 10, или же на плашках 9 (фиг.15) по окружности установлена кольцевая пружина 33.

Фигурный паз 3 ствола 1 (фиг.16) состоит из соединенных между собой замкнутой 34 (фиг.16) или незамкнутой 35 (фиг.17) и прямолинейной 36 глухих лабиринтных прорезей, соответственно для возможности посадки пакера в скважине от осевого перемещения (по фигуре 16) или вращения (по фигуре 17) ствола 1. Фигурный паз 3 ствола 1 (фиг.18) может быть также выполнен с дополнительной прямолинейной глухой лабиринтной прорезью 37, соединенной так же с замкнутой глухой лабиринтной прорезью 34 для возможности посадки пакера в скважине как от осевого перемещения (стопора 7 в прорези 36), так и от осевого вращения ствола 1 (стопора 6 в прорези 37). Высота ( $H_n$ ) прямолинейной глухой лабиринтной прорези 36 (фиг.16, 17) или 36 и 37 (фиг.18) фигурного паза 3 ствола 1 не меньше, чем сумма максимального осевого хода плашек и длины сжатия манжеты, для надежности и герметичности посадки пакера.

В исходном положении пакера (см. фиг.3, 16), в первом случае расстояние ( $L$ ) от конуса 10 до плашек 9 центратора (фиг.3) больше, чем высота ( $H_z$ ) замкнутой глухой лабиринтной прорези 34 (фиг.16) фигурного паза 3 ствола 1, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины. А во втором случае (см. фиг.1,2, 16, 18) расстояние ( $L$ ) от плашкодержателя 8 до центратора (фиг.1, 2) больше, чем высота ( $H_z$ ) замкнутой глухой лабиринтной прорези 34 (фиг.16, 18) фигурного паза 3 ствола 1, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины. Высота ( $H_c$ ) элементов сопротивления 6 центратора (фиг.1-3) больше, чем расстояние между торцами эксплуатационных труб в муфте внутри скважины.

Конус 10 под манжетой 11 (см. фиг.1-3, 19) и регулировочная гайка 12 над манжетой 11 могут быть выполнены с глухими каналами под формы манжеты 11. Также над и под манжетами 11 (см. фиг.20) могут быть установлены металлические обоймы 38, 39 для исключения возможности затекания манжеты при посадке и срыве пакера. Пакер дополнительно может быть оснащен якорем 40 (см. фиг.21), срабатывающим от внутреннего давления среды, для исключения возможности перемещения ствола 1 вверх



при посадке пакера и в процессе его эксплуатации. Ствол 1 может быть выполнен с концентричным (фиг.22) или эксцентричным (фиг.23) проходным сечением 41, или с продольным глухим покрытым или непокрытым каналом 42, или же с эксцентричным сечением 41 и продольным каналом 42 (см. фиг.24), выполненными на более толстой стенке ствола 1, для размещения или ввода и уплотнения силового кабеля 43 установки центробежного насоса (УЭЦН). При этом силовой кабель 43 имеет наружную защиту или покрытие, или же наружную защиту с покрытием. Также кусок силового кабеля 43 или его жила заранее могут быть герметично или негерметично размещены в продольном глухом покрытом или непокрытом канале 42 с возможностью соединения куска кабеля или его жилы с общим (основным) силовым кабелем 44 над и под пакером 45 (при спуске на колонне труб 46 УЭЦН 47 с пакером 45) для разобщения негерметичности 48 ствола 49 скважины (см. фиг.25). При этом под пакером 45 может спускаться телескопическое соединение или струйный насос 50 соответственно для уменьшения динамической нагрузки на пакер 45 или отравления свободного газа из подпакерного пространства 55 в колонну труб 46 при работе УЭЦН 47. Ствол 1 дополнительно может быть оснащен двумя уплотняющими узлами 51 и 52, при этом один из них 51 установлен сверху, а другой 52 - снизу ствола 1, через них и через полость ствола 1 проходит силовой кабель 43 насоса 47. В скважину 49 (см. фиг.27) при ОРЭ или ПЭ (в том числе при исследовании) пластов П1, П2 и прочее может быть спущен пакер или пакеры 45 со съёмными или несъёмными клапанами 57, 58 в виде отсекателей пласта, управляемых с поверхности скважины 49 через кабель 44.

Пакер работает следующим образом. Его (см. фиг.1-3, 25) спускают в скважину 49 на колонне труб (НКТ) 46 без или с якорем 40 (фиг.21) до заданной глубины. При спуске пакера 45 наружные подпружиненные элементы сопротивления 6 центратора поджимаются под диаметр ствола скважины 49 и оказывают определенное местное сопротивление на ствол 1. При спуске каждой НКТ 46 в скважину ствол 1 пакера перемещается вниз относительно поджатого центратора и верхний бурт замкнутой 34 (фиг.16) или незамкнутой 35 (фиг.17) прорези фигурного паза 3 ствола 1 опирается на стопор 7 корпуса 4 центратора, тем самым обеспечивается свободный беспрепятственный спуск пакера 45 вниз.

Для пакера 45 (импульсного - с замкнутой прорезью 34 ствола 1; см. фиг.16), срабатывающего от осевого перемещения ствола 1, при спуске каждой последующей НКТ 46 после вворачивания ее в предыдущую НКТ 46 приподнимают трубу на расстояние не менее  $H_z$  (например, 300 мм и пр.), при этом ствол 1 относительно стопора 7 центратора перемещается вверх и нижний бурт замкнутой прорези 34 (фиг.16) ствола 1 опирается на стопор 7 центратора. Затем снимают зажим (элеватор) с трубы и продолжают спуск НКТ 46 в скважину 49. При этом ствол 1 перемещается вниз и снова верхний бурт замкнутой прорези 34 ствола 1 опирается на стопор 7 центратора и обеспечивает свободный беспрепятственный спуск пакера 45 вниз. После достижения глубины посадки пакера 45 приподнимают последнюю НКТ 46 на расстояние не менее  $H$  и не более  $H_p$  (например, 150-300 мм и пр.), затем снимают зажим с трубы и припускают НКТ 46 вниз на расчетную длину (например, 600÷1000 мм). При этом прямолинейная прорезь 36 фигурного паза 3 ствола 1 относительно стопора 7 центратора перемещается вниз и его ход обеспечивает упор плашкодержателя 8 с плашками 9 (фиг.1, 2) в центратор или упор конуса 10 (фиг.3) в плашки 9 центратора, тем самым конус 10 вводится под плашки 9 и они упираются в ствол скважины 49. Далее дается на манжеты 11 пакера 45 необходимая осевая нагрузка (например, 8-12 т) от собственного веса колонны труб 46 и тем самым ствол 1 дополнительно перемещается вниз и сжимает манжеты 11 и герметично разобщает затрубное пространство от трубного.

Для пакера 45 (с незамкнутой прорезью 35 ствола 1; см. фиг.17), срабатывающего от осевого вращения ствола 1, при спуске каждой последующей НКТ 46 после вворачивания ее в предыдущую НКТ 46 приподнимают трубу на расстояние не менее  $H_{nz}$ , при котором ствол 1 относительно стопора 7 центратора перемещается вверх и нижний бурт

незамкнутой прорези 35 ствола 1 опирается на стопор 7 центратора. Затем снимают зажим (элеватор) с трубы и продолжают спуск НКТ 46 в скважину 49. При этом верхний бурт незамкнутой прорези 35 ствола 1 опирается на стопор 7 центратора и обеспечивает спуск пакера 45 вниз. После достижения глубины посадки пакера 45 приподнимают последнюю НКТ 46 на расстояние не менее Ннз (например, 500 мм и пр.), затем снимают зажим с трубы и обеспечивают осевое вращение колонны труб 46 в несколько оборотов, а затем НКТ 46 припускают вниз. При этом прямолинейная прорезь 36 фигурного паза 3 ствола 1 относительно стопора 7 центратора перемещается вниз и обеспечивает упор плашкодержателя 8 с плашками 9 (фиг.1, 2) в центратор или упор конуса 10 (фиг.3) в плашки 9 центратора, тем самым конус 10 вводится под плашки 9 и они упираются в ствол скважины 49. Далее дается на манжеты 11 пакера 45 необходимая осевая нагрузка (например, 8-12 т) от собственного веса колонны труб 46 и тем самым манжета 11 сжимается и затрубное пространство герметично разобщается от трубногo.

Для пакера 45, срабатывающего как от осевого перемещения, так и от вращения ствола 1 (фиг.18), операция спуска и посадки пакера 45 осуществляется аналогично импульсному пакеру (по фиг.16), но при необходимости обеспечивается его посадка и от осевого вращения. Для этого приподнимают ствол 1 вверх на расстояние не менее Нз, а затем вращают ствол 1, и стопор 7 вводят в дополнительную прорезь 37, затем, опуская колонну труб 46 и создавая необходимую осевую нагрузку, обеспечивают посадку пакера 45.

Следует отметить, что при наличии срезного винта или фиксатора (фиг.1, 2, 8-12), или пружины (фиг.13-15) движение плашек 9 над конусом 10 при спуске пакера 45 в скважину 49 от инерции труб 46 или потока жидкости не происходит, что исключает самопроизвольную посадку пакера 45 в ходе его спуска. При этом в процессе посадки пакера 45 ствол 1 относительно поджатого центратора перемещается вниз и плашкодержатель 8 с плашками 9 упирается в поджатый центратор, а затем ствол 1 дальше движется вниз, срезая винт 24 (фиг.8) или выходя из фиксации 29 (фиг.9-12), или дожимая пружину 32 (фиг.13, 14), или же раскрывая пружину 33 (фиг.15). Далее конус 10 через манжету 11 под усилием осевой нагрузки колонны труб 46 входит под плашки 9 и обеспечивает посадку пакера 45.

Освобождение пакера 45 осуществляется путем снятия осевой нагрузки на пакер 45, при этом ствол 1 относительно поджатого центратора перемещается вверх и стопор 7 снова оказывается в замкнутой 34 (фиг.16) или в незамкнутой 35 (фиг.17) прорези фигурного паза 3 ствола 1, тем самым ствол 1 перемещается вверх относительно манжеты 11 и центратора, при этом конус 10 выходит из-под плашек 9.

Пакер 45 со стволом 1, имеющим эксцентричный канал 41 (фиг.23), позволяет конструктивно увеличить его проходное сечение. Ствол 1, имеющий силовую кабель 43 в продольном глухом канале 42 (см. фиг.24, 25), позволяет спустить выше ЭЦН 47 пакер 45 для разобщения негерметичности 48 ствола (эксплуатационной колонны) скважины 49 за счет возможности обеспечения герметичности силового кабеля 43 в продольном канале 42 ствола 1 при изготовлении или посадке пакера 45. При посадке пакера 45 его уплотнительные элементы 11, с одной стороны, сжимаются под осевой нагрузкой колонны труб 46 и упираются в эксплуатационную колонну 49, а с другой стороны, заполняют полость продольного канала 42 на уровне манжет 11, тем самым обеспечивают уплотнение кабеля 43. При отсутствии продольного глухого канала 42 ствол 1 (фиг.25) дополнительно оснащается двумя уплотняющими узлами 51 и 52, через которые проходит силовый кабель 43 насоса 47 в полости ствола 1, тем самым обеспечивают уплотнение кабеля 43. Ствол 1 (фиг.25, 26) дополнительно может быть оснащен перепускным каналом 53, который гидравлически соединяет пространство над 54 и под 55 манжетой 11, с обратным клапаном или узлом 56 (в виде резины, гнезда и шара, седла и шара и пр.) для стравливания газа из подпакерного пространства 55 в надпакерное пространство 54. При этом обратный переток жидкости (воды) через канал 53 отсутствует, т.к. клапан 56 закрывается.

При технологии ОРЭ или ПЭ (в т.ч. исследовании) нескольких пластов одной скважины 49 (см. фиг.27) через кабель 44 подается ток (сигнал) отсекателю 57 или 58, тем самым обеспечивается закрытие одного из них. Таким образом, исследуется и эксплуатируется каждый пласт в отдельности при закрытии другого пласта. При необходимости отсекателям 57 и 58 подается ток и они одновременно или последовательно открываются или закрываются.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Пакер механический, включающий ствол с наружным буртом и фигурным пазом, установленные на стволе снизу вверх центратор в виде корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором, плашкодержатель и плашки, конус, манжету, регулировочную гайку и муфту, отличающийся тем, что стопор выполнен в виде свободного осевого вращающегося шара с возможностью полного или ограниченного кольцевого перемещения в корпусе центратора и фигурном пазе ствола.

2. Пакер механический, включающий ствол с наружным буртом и фигурным пазом, установленные на стволе снизу вверх центратор в виде корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором, плашкодержатель и плашки, конус, манжету, регулировочную гайку и муфту, отличающийся тем, что ствол выполнен с наружным продольным глухим покрытым или непокрытым каналом для ввода или размещения и уплотнения в нем силового кабеля с наружной защитой и/или покрытием, стопор выполнен в виде свободного осевого вращающегося шара с возможностью полного или ограниченного кольцевого перемещения в корпусе центратора и фигурном пазе ствола.

3. Пакер механический, включающий ствол с наружным буртом и фигурным пазом, установленные на стволе снизу вверх центратор в виде корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором, плашкодержатель и плашки, конус, манжету, регулировочную гайку и муфту, отличающийся тем, что ствол выполнен с наружным продольным глухим покрытым или непокрытым каналом для ввода или размещения и уплотнения в нем силового кабеля с наружной защитой и/или покрытием, стопор выполнен в виде свободного осевого вращающегося шара с возможностью полного или ограниченного кольцевого перемещения в корпусе центратора и фигурном пазе ствола, плашкодержатель, плашки и конус взаимосвязаны между собой и в сборе они установлены на стволе под манжетой, при этом конус выполнен с наружными пазами в виде ласточкина хвоста и в них установлены соответствующие плашки с ограниченными осевым и радиальным перемещениями относительно ствола, а плашкодержатель, в свою очередь, выполнен или с пазами в виде ласточкина хвоста и в них соответственно размещены нижние торцы плашек, или же с окнами, в которых изнутри размещены плашки, причем для исключения преждевременного срабатывания пакера и перемещения плашек относительно конуса при спуске пакера в скважину плашкодержатель или плашки и конус оснащены фиксаторами.

4. Пакер по п.3, отличающийся тем, что фигурный паз ствола состоит из замкнутой или незамкнутой и прямолинейной соединенных между собой глухих лабиринтных прорезей, соответственно, для возможности посадки пакера в скважине путем осевого перемещения или вращения ствола.

5. Пакер по п.3, отличающийся тем, что фигурный паз ствола выполнен с дополнительной прямолинейной глухой лабиринтной прорезью, соединенной так же с замкнутой глухой лабиринтной прорезью, для возможности посадки пакера в скважине как путем осевого перемещения, так и путем осевого вращения ствола.

6. Пакер по п.3, отличающийся тем, что высота прямолинейной глухой лабиринтной прорези фигурного паза ствола не меньше, чем сумма максимального осевого хода плашек и длины сжатия манжеты, для надежности и герметичности посадки пакера.

7. Пакер по п.3, отличающийся тем, что в исходном положении пакера расстояние от конуса до плашки центратора больше, чем высота замкнутой или незамкнутой глухой

лабиринтной прорези фигурного паза ствола, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины.

5 8. Пакер по п.3, отличающийся тем, что в исходном положении пакера расстояние от плашкодержателя до центратора больше, чем высота замкнутой или незамкнутой глухой лабиринтной прорези фигурного паза ствола, для исключения посадки пакера при спуске и подъеме колонны труб из скважины.

10 9. Пакер по п.3, отличающийся тем, что корпус центратора состоит из нескольких узлов, один из которых выполнен под диаметр стопора, с внутренней расточкой или кольцевой канавкой, без или с радиальным сквозным отверстием и верхней резьбовой пробкой, для исключения возможности вращения пакера при осевом перемещении его ствола с замкнутым фигурным пазом.

15 10. Пакер по п.3, отличающийся тем, что корпус центратора выполнен под диаметр стопора с радиальным сквозным отверстием и верхней резьбовой пробкой для обеспечения посадки пакера от осевого вращения ствола с незамкнутым фигурным пазом.

15 11. Пакер по п.3, отличающийся тем, что высота элементов сопротивления центратора больше, чем расстояние между торцами эксплуатационных труб в муфте внутри скважины, для точности центровки пакера.

20 12. Пакер по п.3, отличающийся тем, что элементы сопротивления центратора выполнены в виде резиновых или металлических подушек для центровки и возможности осевого перемещения ствола относительно центратора как при спуске и подъеме, так и при посадке пакера.

13. Пакер по п.3, отличающийся тем, что манжета состоит из одной, или двух, или трех частей с одинаковой или разной твердостью.

25 14. Пакер по п.3, отличающийся тем, что конус под манжетой и регулировочная гайка над манжетой выполнены с глухими каналами под формы манжеты для исключения возможности затекания манжеты при посадке и срыве пакера.

15. Пакер по п.3, отличающийся тем, что над и под манжетами установлены металлические обоймы для исключения возможности затекания манжеты при посадке и срыве пакера.

30 16. Пакер по п.3, отличающийся тем, что он дополнительно оснащен якорем, срабатывающим от внутреннего давления среды.

17. Пакер по п.3, отличающийся тем, что ствол выполнен с концентричным - осевым проходным сечением или его часть выполнена с эксцентричным - неосевым проходным сечением.

35 18. Пакер по п.3, отличающийся тем, что фигурный паз под стопор или наружный продольный глухой покрытый или непокрытый канал под силовой кабель выполнен на толстостенной части ствола.

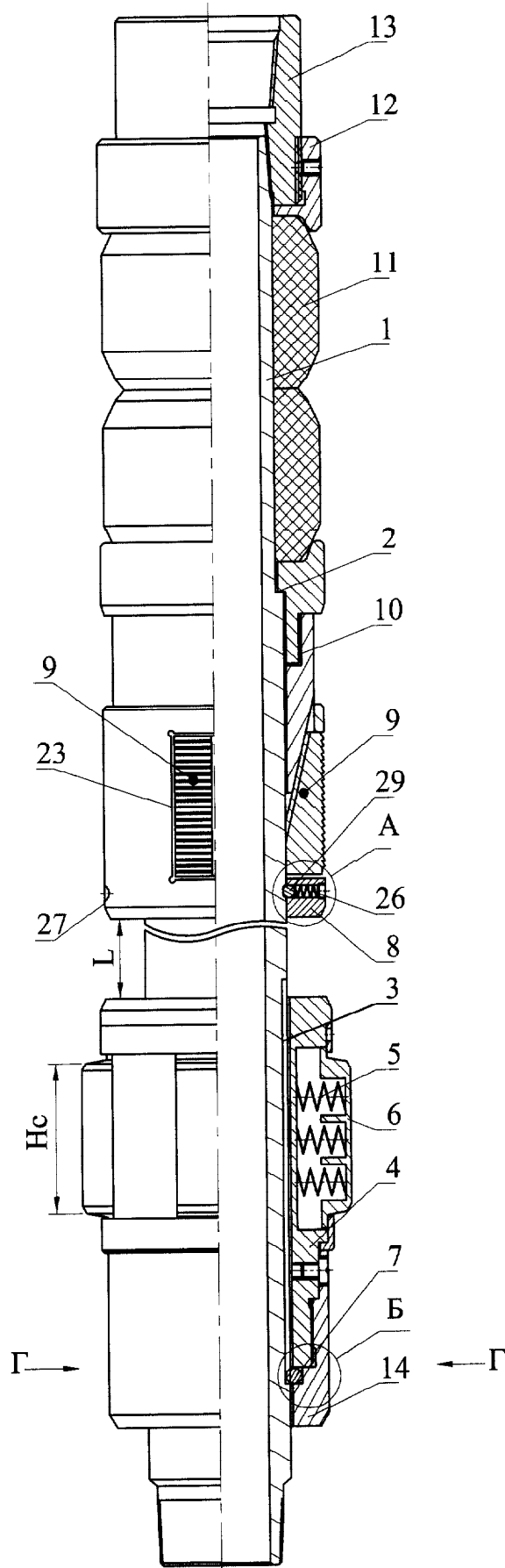
40 19. Пакер по п.3, отличающийся тем, что в продольном глухом покрытом или непокрытом канале герметично размещен кусок силового кабеля или его жила с возможностью соединения над и под пакером куска кабеля или его жилы с общим силовым кабелем насоса.

20. Пакер по п.3, отличающийся тем, что продольный глухой покрытый или непокрытый канал под силовой кабель выполнен в виде паза или прорези.

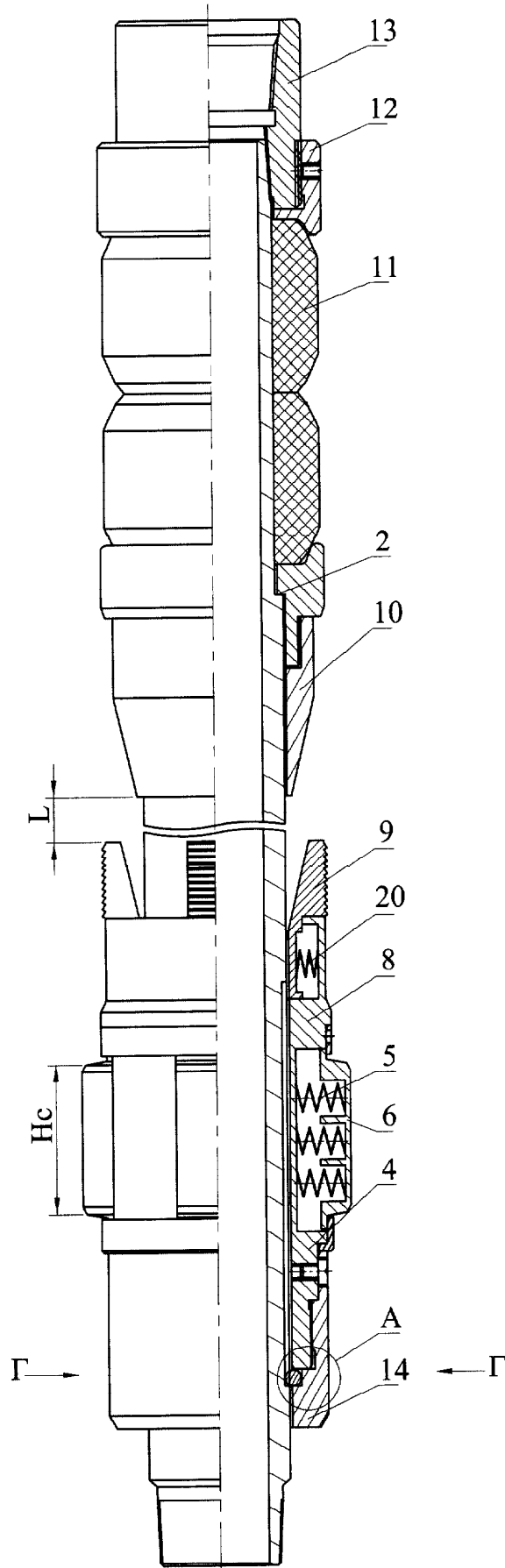
45 21. Пакер по п.3, отличающийся тем, что ствол дополнительно оснащен двумя уплотняющими узлами, при этом один из них установлен сверху, а другой - снизу ствола, с возможностью ввода через них и через полость ствола силового кабеля насоса.

22. Пакер по п.3, отличающийся тем, что ствол дополнительно оснащен перепускным каналом, гидравлически соединяющим пространство над и под манжетой с обратным клапаном или узлом для стравливания газа.

50

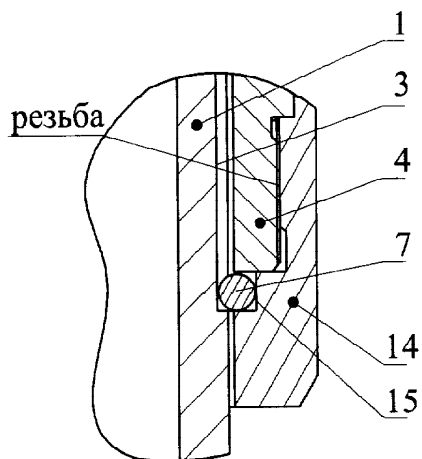


Фиг.2



Фиг.3

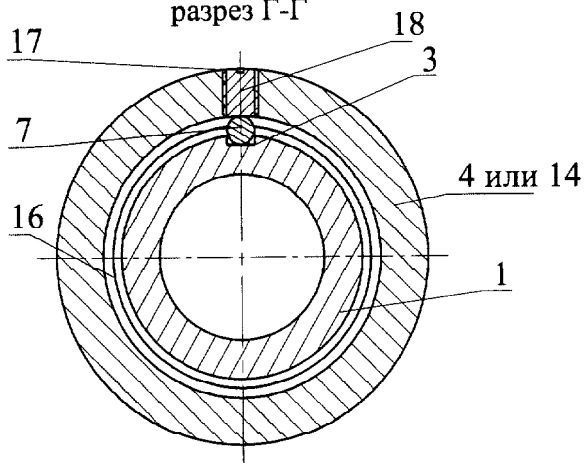
Б (В.1)



Фиг.4

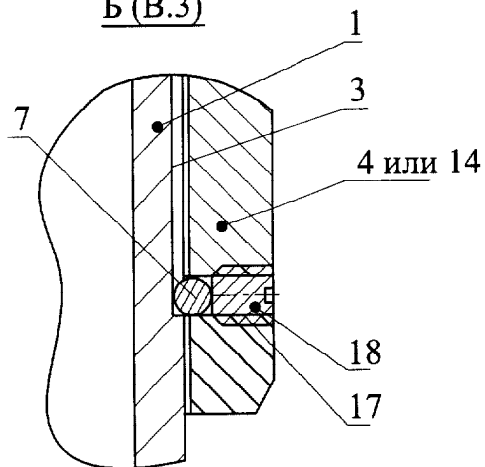
Б (В.2)

разрез Г-Г

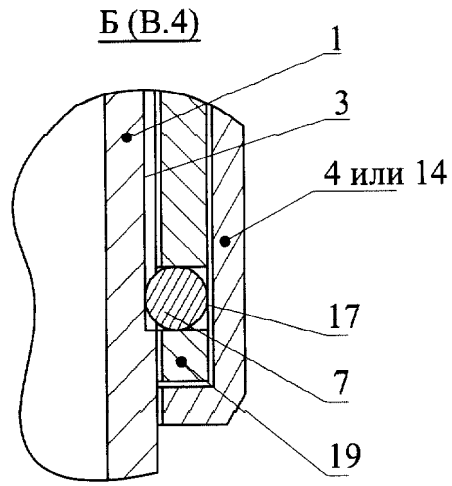


Фиг.5

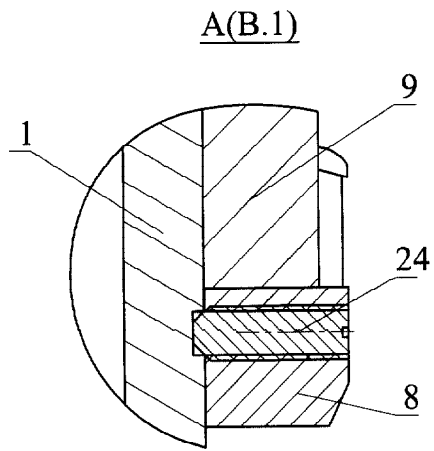
Б (В.3)



Фиг.6

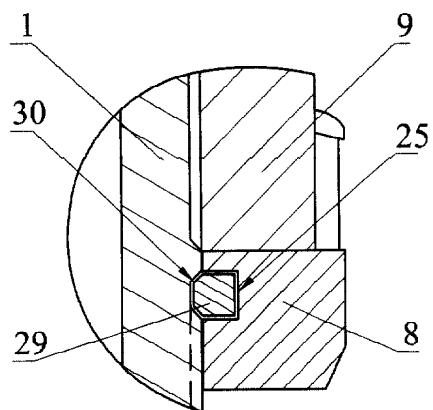


Фиг.7



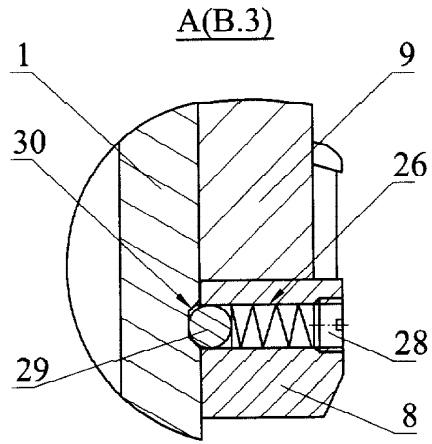
Фиг.8

А(В.2)

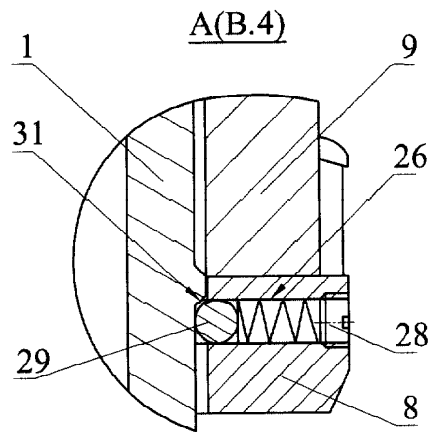


Фиг.9

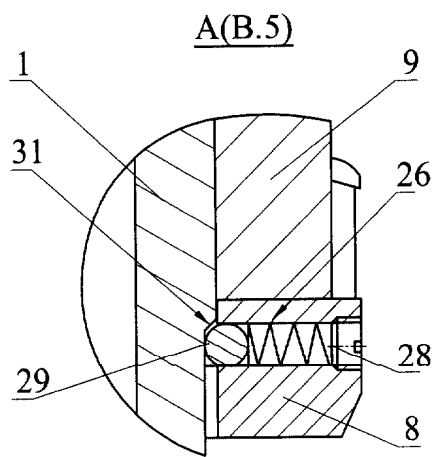




Фиг.10

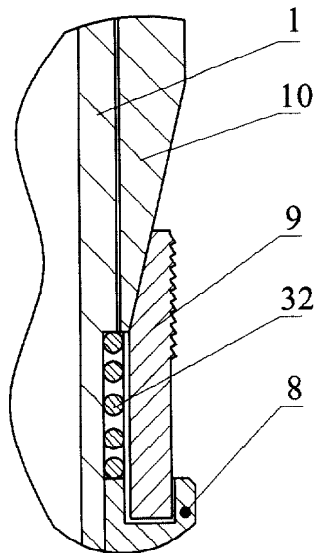


Фиг.11



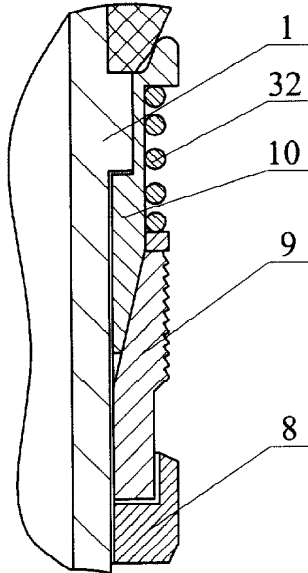
Фиг.12

A(B.6)



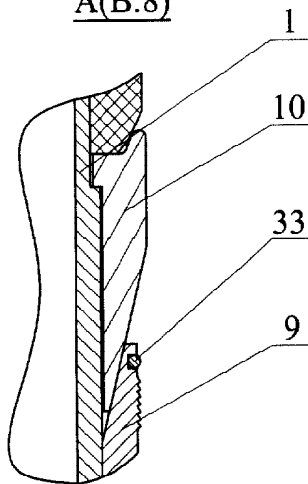
Фиг.13

A(B.7)

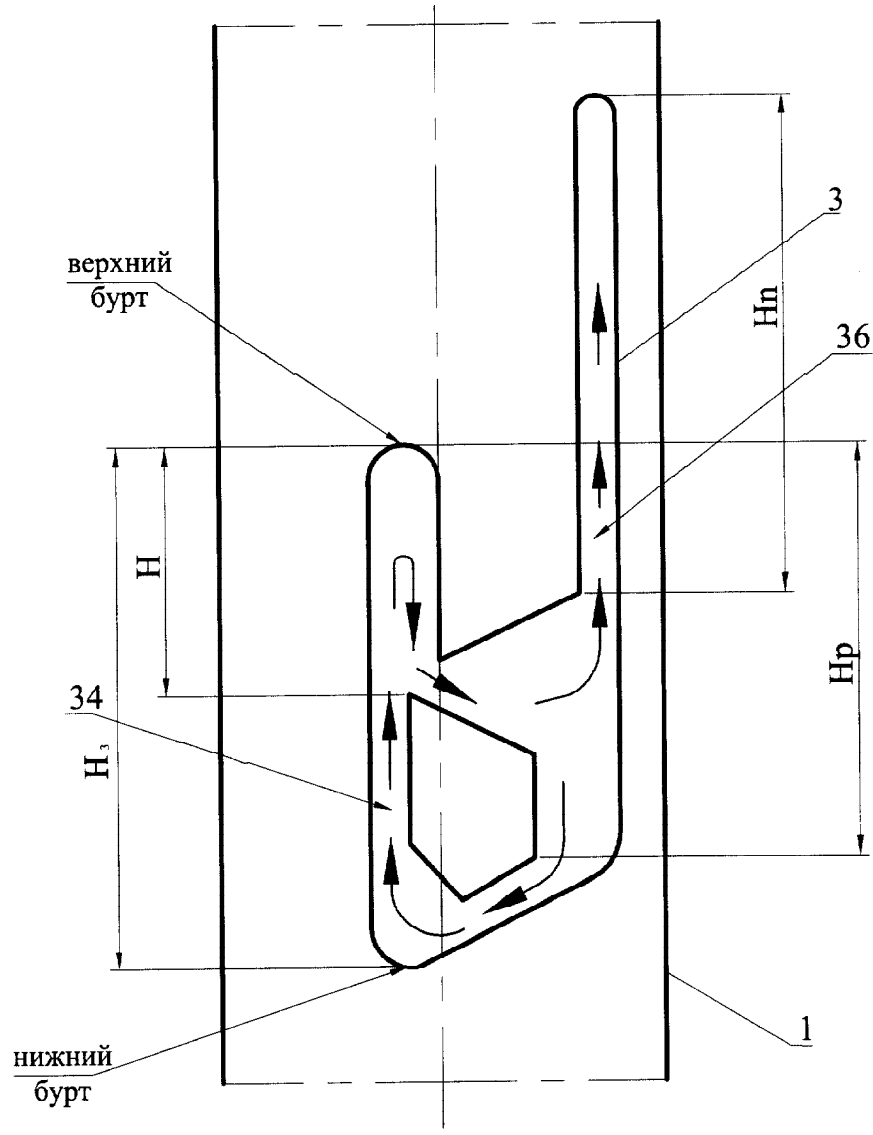


Фиг.14

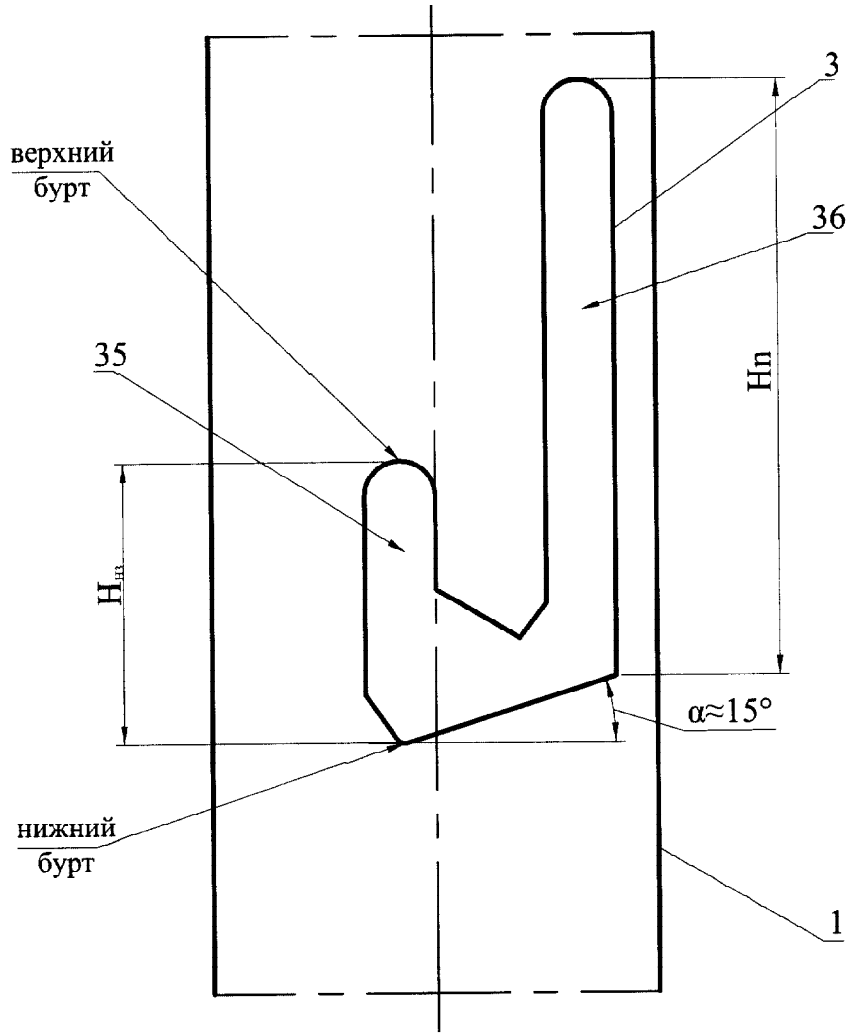
A(B.8)



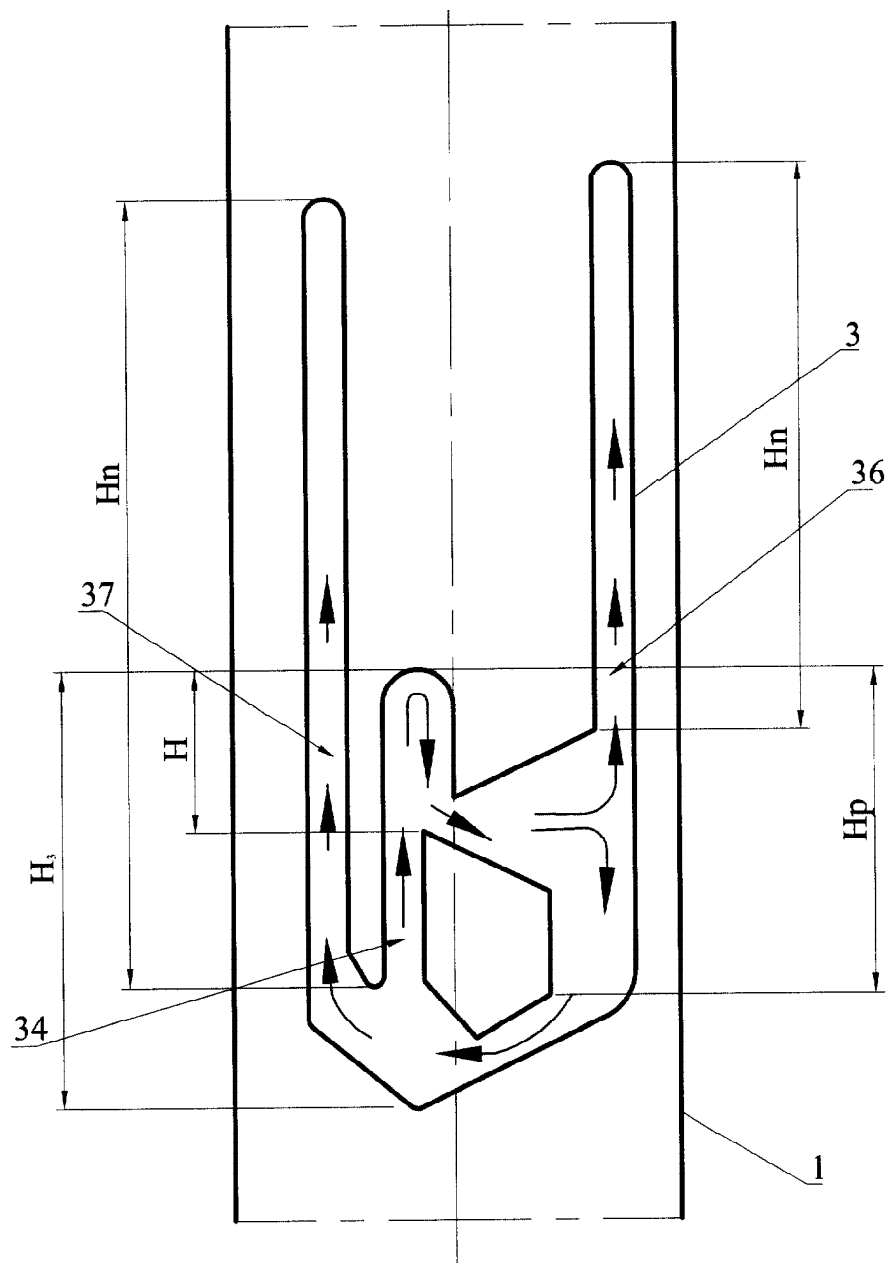
Фиг.15



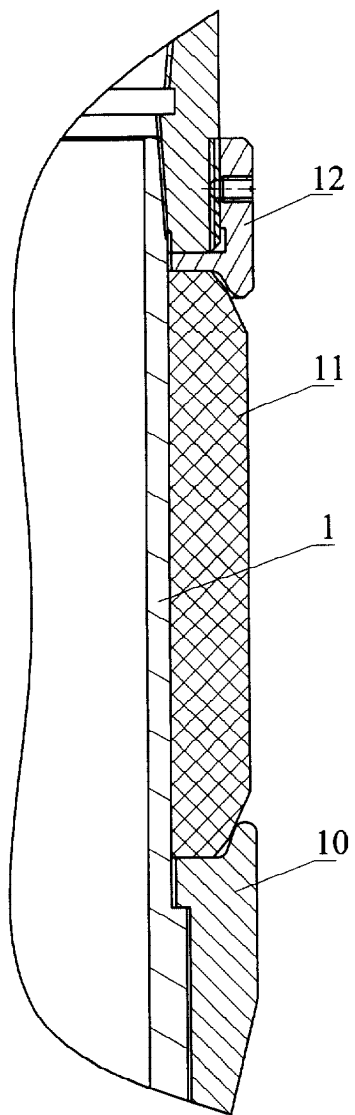
Фиг.16



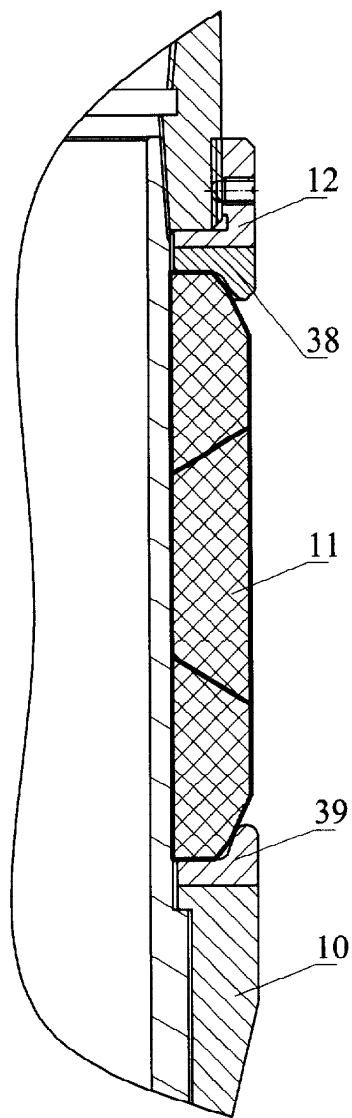
Фиг.17



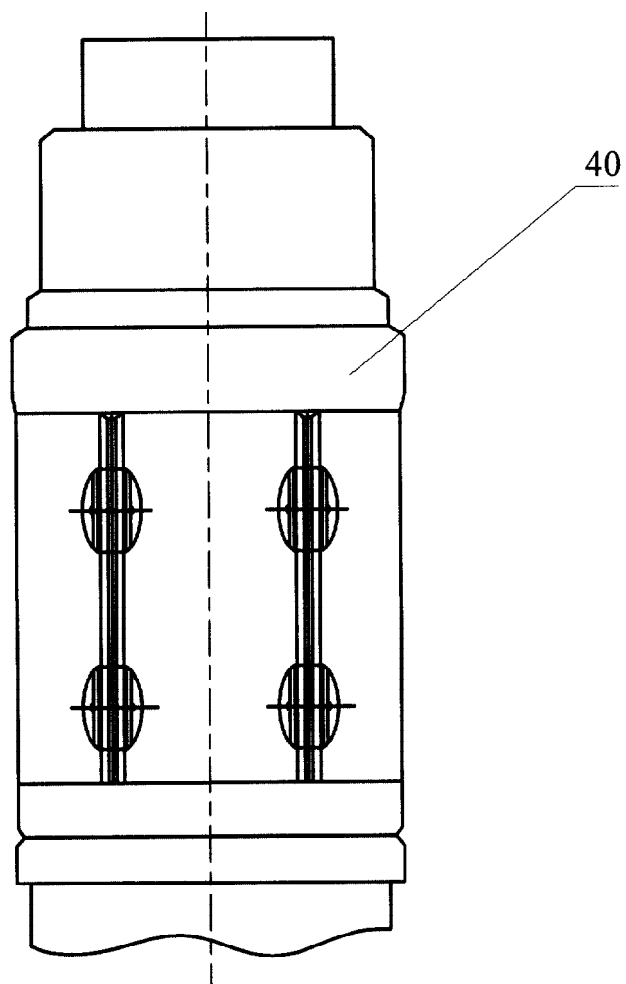
Фиг.18



Фиг.19

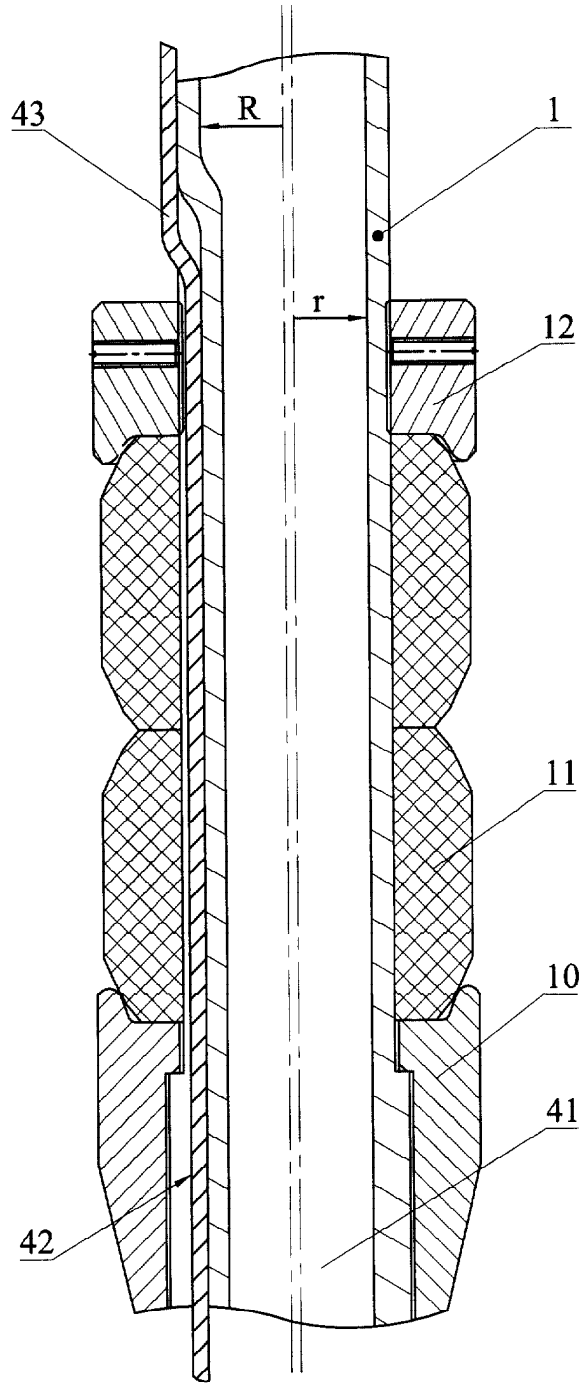


Фиг.20

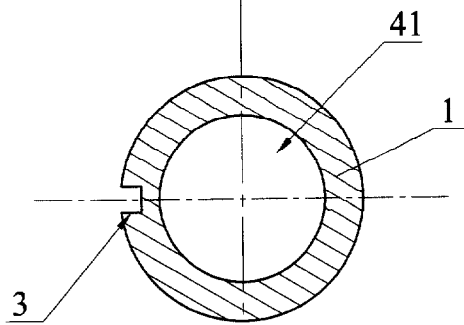


Фиг.21

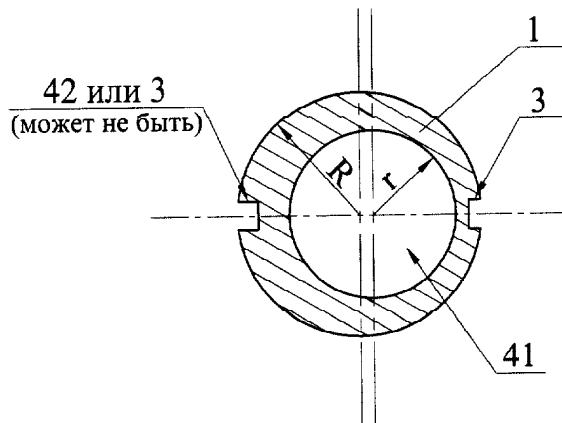




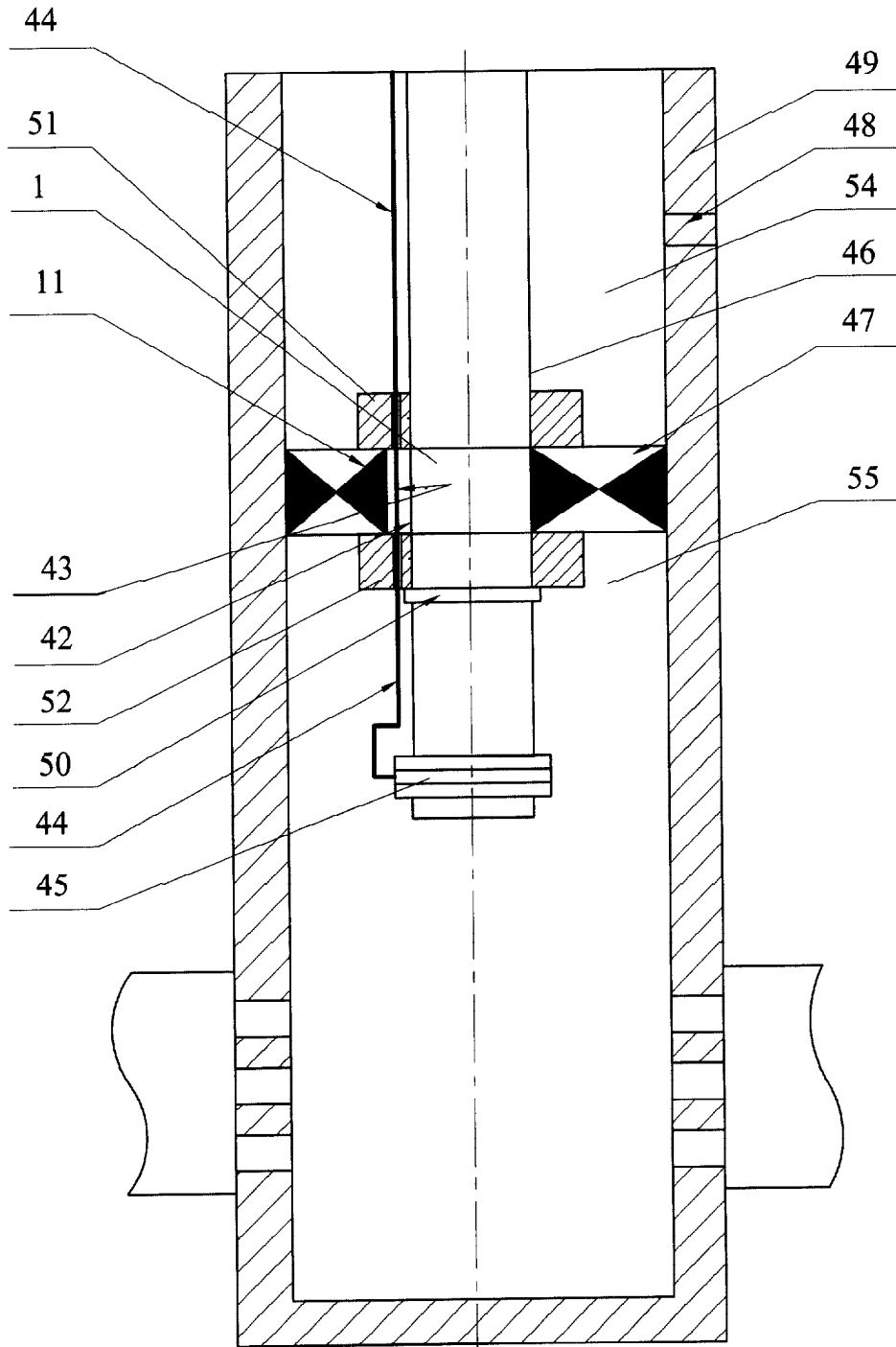
Фиг.22



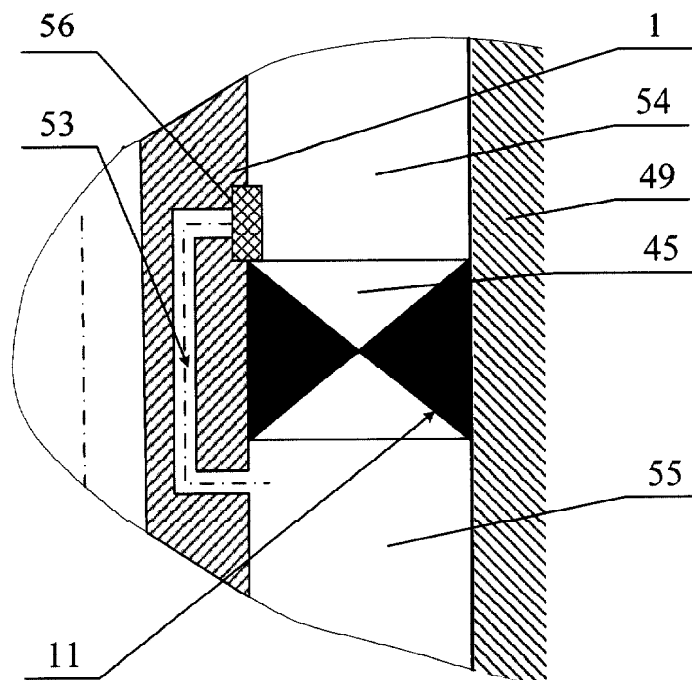
Фиг.23



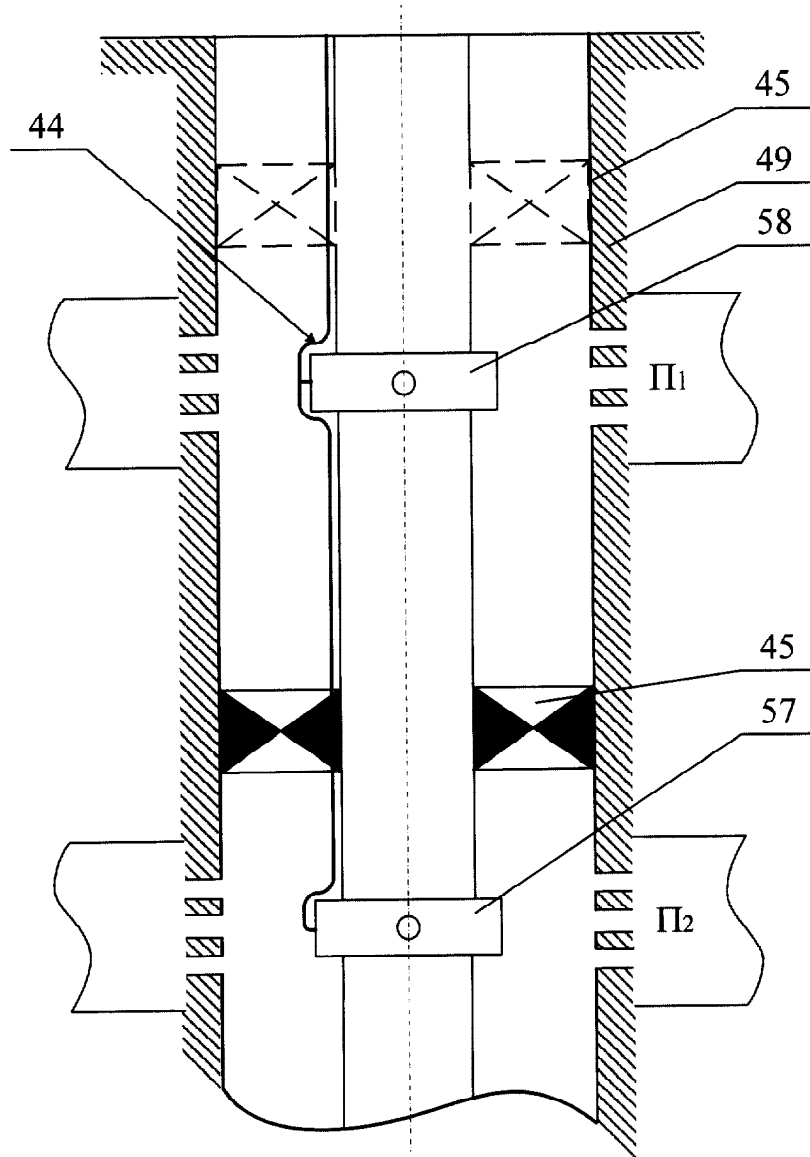
Фиг.24



Фиг.25



Фиг. 26



Фиг. 27