



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 188 342** <sup>(13)</sup> **C1**  
(51) МПК<sup>7</sup> **F 04 F 5/54**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2001113318/06, 21.05.2001

(24) Дата начала действия патента: 21.05.2001

(46) Дата публикации: 27.08.2002

(56) Ссылки: RU 2121610 C1, 10.11.1998. SU 1146416 A, 23.03.1985. SU 1668646 A1, 07.08.1991. US 4744730 A, 17.05.1988. US 4293283 A, 06.10.1981.

(98) Адрес для переписки:  
77400, Ивано-Франковская обл., г. Тисменица,  
ул. Вильшанецкая, 33, З.Д.Хоминцу

(71) Заявитель:

Хоминец Зиновий Дмитриевич (UA),  
Косаняк Иван Николаевич (RU)

(72) Изобретатель: Хоминец Зиновий Дмитриевич (UA)

(73) Патентообладатель:  
Хоминец Зиновий Дмитриевич (UA)

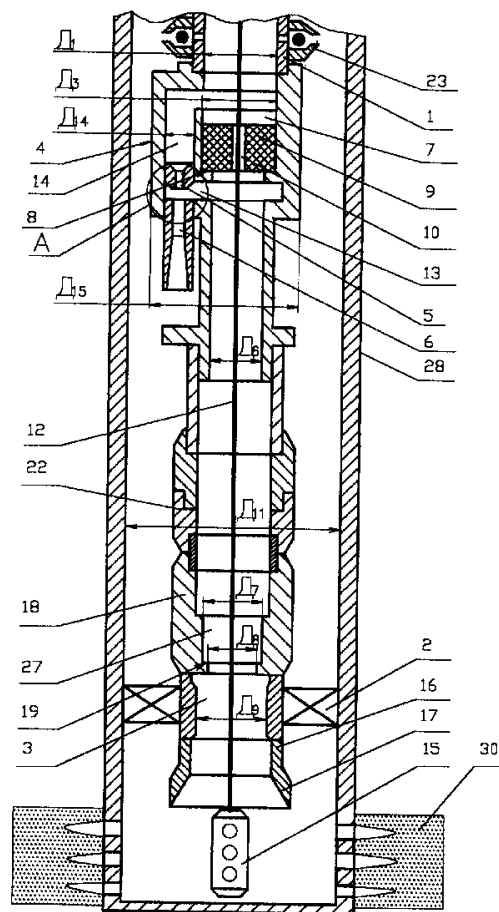
(54) СПОСОБ РАБОТЫ СКВАЖИННОЙ СТРУЙНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ИСПЫТАНИИ И ОСВОЕНИИ СКВАЖИН И СКВАЖИННАЯ СТРУЙНАЯ УСТАНОВКА

(57) Реферат:

Изобретение относится к области насосной техники, преимущественно к скважинным струйным установкам для добычи нефти из скважин. Способ работы включает установку на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) струйного насоса и пакера, спуск этой сборки в скважину, распаковку пакера и создание необходимой депрессии в подпакерной зоне путем откачки насосом жидкости из подпакерной зоны. Колонна НКТ снабжена узлом для разъединения и соединения колонны НКТ, клапанным узлом с посадочным местом для установки обратного клапана, хвостовиком с входной воронкой и циркуляционным клапаном. Производят сборку путем последовательной установки на колонне НКТ насоса, узла для разъединения и соединения, клапанного узла, пакера и хвостовика. При спуске пакер устанавливают на расстоянии не менее чем на 50 м выше кровли продуктивного пласта, а входную воронку - не более чем на 2 м выше кровли этого пласта. После распаковки пакера производят спуск в скважину на коротком кабеле перфоратора с герметизирующим узлом, который садится на посадочное место в проходном канале насоса. Перфоратор располагают против продуктивного пласта. Насосом создают необходимую депрессию на пласт, подрывают перфоратор и проводят дренирование пласта до полной замены под пакером технологической жидкости на пластовый флюид. Извлекают перфоратор с герметизирующим узлом на поверхность, спускают в скважину излучатель и

приемник-преобразователь физических полей с герметизирующим узлом и при работающем насосе проводят исследование пласта в зоне перфорации и поступающего в скважину пластового флюида. Извлекают из скважины излучатель и приемник-преобразователь, сбрасывают в скважину клапанную вставку и блокирующую вставку, которая разобщает внутреннюю полость колонны НКТ и пространство, окружающее колонну. Путем подачи в пространство, окружающее колонну НКТ, облегченной среды задавливают ее во внутреннюю полость колонны НКТ и запускают скважину в работу фонтанным способом. После снижения дебита скважины ее глушат через циркуляционный клапан жидкостью повышенной плотности с закрытием обратного клапана, извлекают блокирующую вставку, сбрасывают в колонну НКТ депрессионную вставку с автономным манометром и дебитомером и проводят откачку пластового флюида при разных депрессиях, измеряя при этом дебиты скважины на поверхности и под струйным насосом. Извлекают депрессионную вставку с манометром и дебитомером, снимают с них показания забойных давлений и дебитов, строят график зависимости дебита от забойного давления и путем его интерпретации определяют типоразмер насоса, необходимого для принудительной добычи нефти. С помощью узла для разъединения и соединения колонны отсоединяют струйный насос с вышестоящей колонной НКТ и поднимают их на поверхность. Спускают на колонне НКТ насос для добычи нефти необходимой

производительности, соединяют его с оставленной в скважине частью сборки колонны труб и запускают скважину в работу принудительным способом. Изобретение направлено на оптимизацию размеров элементов конструкции, повышение надежности работы скважинной струйной установки. 2 с.п. ф-лы, 8 ил.



Фиг. 1

RU 2188342 C1

RU 2188342 C1



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 188 342** <sup>(13)</sup> **C1**  
(51) Int. Cl.<sup>7</sup> **F 04 F 5/54**

RUSSIAN AGENCY  
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 2001113318/06, 21.05.2001

(24) Effective date for property rights: 21.05.2001

(46) Date of publication: 27.08.2002

(98) Mail address:  
77400, Ivano-Frankovskaja obl., g.  
Tismenitsa, ul. Vil'shanetskaja, 33, Z.D.Khomintsu

(71) Applicant:  
Khominecs Zinovij Dmitrievich (UA),  
Kosanjak Ivan Nikolaevich (RU)

(72) Inventor: Khominecs Zinovij Dmitrievich (UA)

(73) Proprietor:  
Khominecs Zinovij Dmitrievich (UA)

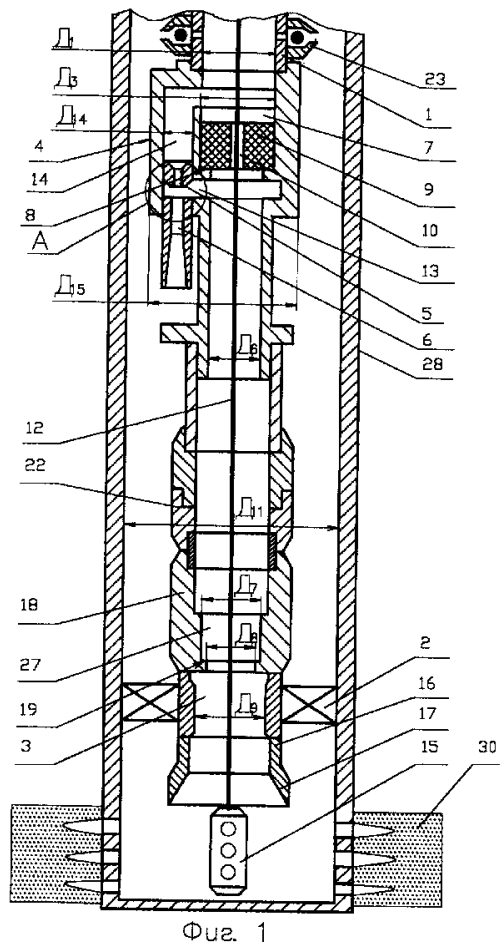
(54) **METHOD OF OPERATION OF WELL JET PLANT AT TESTING AND COMPLETION OF WELLS, AND WELL JET PLANT**

(57) **Abstract:**

FIELD: oil industry. SUBSTANCE: proposed method comes to mounting jet pump and packer on tubing string, running in of tubing string, packer releasing and building required depression in under-packer zone by pumping liquid out of under-packer zone. Tubing string, valve unit with seat for mounting check valve, liner with inlet funnel and circulation valve. Assembling is done by mounting, in turn, the following parts on tubing string: pump, disconnecting/connecting unit, valve unit, packer and liner. When running in, packer is installed at distance not less than 50 m higher than top of producing formation, and inlet funnel, not higher than 2 m from top of said formation. After releasing of packer, gun with sealing unit is lowered into well on logging cable which gets onto seat in pump passage channel. Gun is arranged opposite to producing formation. Pump is used to build required differential pressure, gun is blasted and drainage of formation is carried out until liquid under packer is completely replaced by formation fluid. Then gun with sealing unit is withdrawn and radiator and physical fields receiver-converter with sealing unit are lowered into well and, with pump operating, evaluation of formation in zone of perforation and testing of formation fluid getting into well are carried out. Then radiator and receiver-converter are withdrawn, and valve insert and locking

insert are lowered into well to isolate inner space of tubing string and surrounding space. By delivering alleviated medium into space surrounding tubing string and squeezing the medium into space of tubing string, well is set for flowing operation. After decrease of well production rate, well is killed through circulation valve by higher density liquid with closing of check valve, locking insert is taken out and depression insert with self-contained pressure gauge and flowmeter is lowered into tubing string and formation fluid is pumped out of well at different pressures simultaneously measuring well production rate on the surface and under jet pump. Then depression insert with pressure gauge and flowmeter is taken out, readings of bottom-hole pressures and production rates are taken and curve is plotted defining dependence of flow rate from bottom-hole pressure, and type-size of pump required for forced production of oil is determined using the plotted curve. Then jet pump with above-set tubing string is disconnected by means of disconnecting/connecting unit and is lifted to surface. Pump of required capacity for production of oil is lowered on tubing string into well and is connected with part of tubing string left in well after which well is started for forced production. EFFECT: optimization of dimensions of design members, improved reliability of well jet plant in operation. 3 cl, 8 dwg

RU 2188342 C1



RU 2188342 C1

Изобретение относится к области насосной техники, преимущественно к скважинным струйным установкам для добычи нефти из скважин.

Известен способ работы скважинной струйной установки, включающий спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб со струйным насосом, пакером и перфоратором, размещение перфоратора против продуктивного пласта и подрыв перфоратора с последующей прокачиванием жидкой рабочей среды через струйный насос (см. авторское свидетельство SU 1146416, E 21 В 43/116, 23.03.1985).

Из указанного выше авторского свидетельства 1146416 известна скважинная струйная установка, включающая установленный в скважине на колонне насосно-компрессорных труб струйный насос и размещенный ниже струйного насоса перфоратор.

Данная установка позволяет проводить перфорацию скважины и откачку из скважины различных добываемых сред, например нефти, с одновременной интенсификацией добычи среды из пласта, однако строго определенное расположение перфоратора относительно струйного насоса в ряде случаев не позволяет найти оптимальное положение перфоратора и струйного насоса относительно продуктивного пласта, что снижает эффективность проводимой работы по дренированию скважины.

Наиболее близким к изобретению в части способа как объекту изобретения по технической сущности и достигаемому результату является способ работы скважинной струйной установки, включающий установку на колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса с проходным каналом и пакера, спуск этой сборки в скважину, распаковку пакера и создание необходимой депрессии в подпакерной зоне путем откачки струйным насосом технологической жидкости из подпакерной зоны (см. патент 2121610, F 04 F 5/02, 10.11.1998).

Из этого же патента известна скважинная струйная установка, содержащая установленные на колонне насосно-компрессорных труб, пакер с центральным каналом и струйный насос с активным соплом, камерой смещения и проходным каналом с посадочным местом для установки герметизирующего узла с осевым каналом, при этом установка снабжена излучателем и приемником-преобразователем физических полей, размещенным в подпакерной зоне со стороны входа в струйный насос откачиваемой из скважины среды и установленным на каротажном кабеле, пропущенном через осевой канал герметизирующего узла, выход струйного насоса подключен к пространству, окружающему колонну труб, вход канала подвода откачиваемой среды струйного насоса подключен к внутренней полости колонны труб ниже герметизирующего узла, а вход канала подачи жидкой рабочей среды в активное сопло подключен к внутренней полости колонны труб выше герметизирующего узла.

Данный способ работы скважинной струйной установки и установка для его осуществления позволяют проводить

различные технологические операции в скважине ниже уровня установки струйного насоса, в том числе путем снижения перепада давлений над и под герметизирующим узлом. Однако данная установка не позволяет в полной мере использовать ее возможности, что связано с неоптимальными расположением и соотношениями размеров различных элементов конструкции скважинной струйной установки.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является оптимизация расположения и размеров различных элементов конструкции установки и за счет этого повышение надежности работы скважинной струйной установки.

Указанная задача решается за счет того, что в способе работы скважинной струйной установки при испытании и освоении скважин, включающем установку на колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса с проходным каналом и пакера, спуск этой сборки в скважину, распаковку пакера и создание необходимой депрессии в подпакерной зоне путем откачки струйным насосом технологической жидкости из подпакерной зоны, колонна насосно-компрессорных труб дополнительно снабжена: узлом для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб, клапанным узлом с посадочным местом для установки обратного клапана, хвостовиком с входной воронкой и установленным в стенке колонны насосно-компрессорных труб над струйным насосом циркуляционным клапаном, при этом вначале производят сборку колонны насосно-компрессорных труб путем последовательной установки сверху вниз на колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса, узла для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб, клапанного узла с посадочным местом для установки обратного клапана, пакера и хвостовика с входной воронкой, при спуске пакер устанавливают на расстоянии не менее чем на 50 м выше кровли продуктивного пласта, а входную воронку - не более чем на 2 м выше кровли этого пласта, после распаковки пакера производят спуск в скважину на каротажном кабеле перфоратора с установленным над ним герметизирующим узлом, который садится на посадочное место в проходном канале струйного насоса, причем перфоратор располагают против продуктивного пласта, далее струйным насосом создают необходимую депрессию на пласт, подрывают перфоратор и проводят дренирование пласта до полной замены под пакером технологической жидкости на пластовый флюид, далее извлекают перфоратор с герметизирующим узлом на поверхность, спускают в скважину на каротажном кабеле излучатель и приемник-преобразователь физических полей с герметизирующим узлом и при работающем струйном насосе проводят исследование пласта в зоне перфорации и поступающего в скважину пластового флюида, потом извлекают из скважины излучатель и приемник-преобразователь физических полей с герметизирующим узлом, сбрасывают в скважину клапанную вставку с обратным клапаном, которая садится на посадочное место в клапанном узле, а также

блокирующую вставку с перепускным каналом, которая садится на посадочное место в проходном канале струйного насоса и разобщает внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб и пространство, окружающее колонну труб, далее путем подачи в окружающее пространство колонны труб пространство облегченной жидкости или инертного газа через циркуляционный клапан задавливают ее(его) во внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб, снижая гидростатическое давление в призабойной зоне, и запускают скважину в работу фонтанным способом, а после снижения дебита скважины из-за истощения энергии пласта глушат скважину через циркуляционный клапан жидкостью повышенной плотности с закрытием обратного клапана, предотвращающим попадание жидкости повышенной плотности в подпакерное пространство, извлекают блокирующую вставку, сбрасывают в колонну насосно-компрессорных труб депрессионную вставку с автономным манометром и дебитомером и путем подачи жидкой рабочей среды в активное сопло струйного насоса проводят откачку пластового флюида при разных депрессиях, замеряя при этом дебиты скважины на поверхности и под струйным насосом, после чего извлекают депрессионную вставку с автономными манометром и дебитомером, снимают с них показания забойных давлений и дебитов, строят график зависимости дебита от забойного давления и путем его интерпретации определяют типоразмер насоса, необходимого для принудительной добычи нефти, далее с помощью узла для разъединения и соединения колонны отсоединяют струйный насос с вышестоящей колонной насосно-компрессорных труб, поднимают их на поверхность, спускают на колонне насосно-компрессорных труб насос для добычи нефти необходимой производительности, соединяют его с помощью узла для разъединения и соединения колонны с оставленной в скважине частью сборки колонны труб и запускают скважину в работу принудительным способом.

В части устройства как объекта изобретения поставленная задача решается за счет того, что скважинная струйная установка содержит установленные на колонне насосно-компрессорных труб пакер и струйный насос с активным соплом, камерой смещения и проходным каналом с посадочным местом для установки герметизирующего узла с осевым каналом, при этом установка снабжена излучателем и приемником-преобразователем физических полей, размещенным в подпакерной зоне со стороны входа в струйный насос откачиваемой из скважины среды и установленным на каротажном кабеле, пропущенном через осевой канал герметизирующего узла, выход струйного насоса подключен к пространству, окружающему колонну труб, вход канала подвода откачиваемой среды струйного насоса подключен к внутренней полости колонны труб ниже герметизирующего узла, а вход канала подачи рабочей среды в активное сопло подключен к внутренней полости колонны труб выше

герметизирующего узла, при этом колонна насосно-компрессорных труб снабжена хвостовиком с входной воронкой, клапанным узлом с посадочным местом для установки клапанной вставки с обратным клапаном, узлом для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб и установленным в ее стенке над струйным насосом циркуляционным клапаном, пакер выполнен с центральным каналом, герметизирующий узел установлен с возможностью его замены другими функциональными вставками: блокирующей, опрессовочной, депрессионной и вставкой для записи кривых восстановления пластового давления с автономными глубинными приборами, приемник-преобразователь физических полей выполнен с возможностью его замены на перфоратор или прибор для акустического воздействия на пласт или пласты, при этом диаметр  $D_{14}$  канала подачи рабочей среды не меньше внутреннего диаметра  $D_{13}$  камеры смещения, диаметр  $D_6$  проходного канала ниже посадочного места не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_3$  выше посадочного места, диаметр  $D_4$  герметизирующего узла не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_1$  внутренней полости насосно-компрессорных труб, диаметр  $D_5$  осевого канала в герметизирующем узле не менее чем на 0,008 мм больше диаметра  $D_2$  каротажного кабеля, диаметр  $D_{10}$  излучателя и приемника-преобразователя физических полей не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала ниже посадочного места, диаметр  $D_9$  центрального канала пакера больше диаметра излучателя и преобразователя физических полей не менее чем на 1,4 мм, диаметр  $D_8$  проходного канала клапанного узла ниже посадочного места для клапанной вставки не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_7$  выше посадочного места, диаметр  $D_{16}$  клапанной вставки с обратным клапаном не менее чем на 1 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала струйного насоса под посадочным местом, внешний диаметр  $D_{15}$  струйного насоса не менее чем на 2 мм меньше внутреннего диаметра  $D_{11}$  обсадной колонны, внутренний диаметр  $D_{13}$  камеры смещения находится в пределах от 1,2 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла, расстояние  $L_1$  между срезами сопла и камеры смещения находится в пределах от 0,4 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла, а длина  $L_2$  герметизирующего узла не меньше его внешнего диаметра  $D_4$ , блокирующая вставка имеет перепускной канал диаметром  $D_{17}$  не менее 20 мм и снабжена головкой для ее извлечения из скважины, а излучатель и приемник-преобразователь физических полей выполнены с возможностью их работы в подпакерной зоне как при работающем струйном насосе, так и при его остановке.

Анализ работы скважинной струйной установки показал, что надежность работы установки можно повысить как путем оптимизации последовательности действий при испытании и освоении скважин, так и путем более оптимального расположения в

корпусе струйного насоса и выполнения различных элементов конструкции установки со строго определенными размерами.

Было выявлено, что указанная выше последовательность действий позволяет наиболее эффективно использовать энергию взрыва при проведении работ по интенсификации притока нефти из продуктивного пласта, при этом созданы условия, предотвращающие осаждение в скважине после проведения ее перфорации кольматирующих частиц и других сред, которые приводят к снижению проницаемости продуктивного пласта, что достигается за счет создания депрессии в подпакерной зоне. При созданной депрессии струйный насос удаляет из продуктивного пласта указанные выше частицы и среды, а с помощью излучателя и приемника-преобразователя физических полей проводится исследование скважины или воздействие на пласт или пласты физическими полями. Одновременно представляется возможность контролировать величину депрессии путем управления скоростью прокачки жидкой рабочей среды. Кроме того, при проведении испытания пластов можно регулировать режим откачки посредством изменения давления жидкой рабочей среды, подаваемой в сопло струйного насоса. В ходе проведения исследования обеспечена возможность перемещения излучателя и приемника-преобразователя физических полей вдоль скважины, причем исследование можно проводить как при работающем струйном насосе, так и при его остановке. Перекрытие блокирующей вставкой как канала подачи жидкой рабочей среды, так и канала подвода откачиваемой из скважины среды позволяет предотвратить попадание в струйный насос посторонних предметов, которые могут засорить струйный насос, что также позволяет повысить надежность работы установки. Установка в колонне насосно-компрессорных труб ниже струйного насоса обратного клапана позволяет предотвратить попадание в скважину продуктов перфорации пласта при возможных остановках работы в скважине, например при смене оборудования. Кроме того, это позволяет провести более точные измерения параметров скважины, что позволяет провести более качественную обработку скважины и подготовку ее к эксплуатации. Выполнение выше струйного насоса в стенке колонны насосно-компрессорных труб циркуляционного клапана позволяет проводить смену среды в колонне насосно-компрессорных труб и регулировать гидростатическое давление в призабойной зоне. Таким образом, данный способ работы позволяет проводить качественное освоение скважин после бурения, всестороннее их исследование и испытание в различных режимах.

В ходе исследования было установлено, что диаметр канала подачи жидкой рабочей среды не может быть выбран произвольно. Это связано с тем, что излишне большой диаметр указанного канала приводит к снижению прочности установки, а излишне маленький диаметр этого канала приводит к снижению производительности струйного насоса. В этой связи было установлено, что выполнение диаметра канала подачи жидкой

рабочей среды не меньше внутреннего диаметра камеры смешения, а также выполнение внутреннего диаметра камеры смешения в пределах от 1,2 до 1,4 внутреннего диаметра сопла и выполнение расстояния между срезами сопла и камеры смешения в пределах от 0,4 до 1,4 внутреннего диаметра сопла позволяет обеспечить подачу необходимого количества жидкой рабочей среды в сопло струйного насоса и обеспечить максимально возможную производительность струйного насоса при достижении необходимой прочности корпуса струйного насоса, выполнение диаметра проходного канала ниже посадочного места не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра выше посадочного места позволяет обеспечить герметичную установку на посадочном месте герметизирующего узла и других вставок, например, блокирующей, что предотвращает перетекание среды вдоль стенки установленной на посадочное место вставки. Верхний предел определяется конструктивными особенностями посадочного узла и размерами скважины. Выполнение диаметра герметизирующего узла не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра внутренней полости насосно-компрессорных труб позволяет избежать возможное застревание вставки при ее спуске и установке на посадочном месте. Как указано выше, в процессе работы установки необходимо перемещать на кабеле приборы и оборудование вдоль скважины и в то же время необходимо минимизировать перетекание среды через осевой канал герметизирующего узла. Этого удалось добиться при выполнении диаметра осевого канала в герметизирующем узле не менее чем на 0,008 мм больше диаметра кабеля, на котором установлены приборы и оборудование. Выполнение диаметра излучателя и приемника-преобразователя физических полей и диаметра перфоратора не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра проходного канала ниже посадочного места, а также выполнение диаметра центрального канала пакера больше диаметра излучателя и преобразователя физических полей и диаметра перфоратора не менее чем на 1,4 мм и выполнение диаметра клапанной вставки с обратным клапаном не менее чем на 1 мм меньше диаметра проходного канала струйного насоса под посадочным местом позволяют избежать застревания излучателя и приемника-преобразователя физических полей, перфоратора клапанной вставки при их установке и перемещении вдоль колонны насосно-компрессорных труб. Выполнение диаметра проходного канала клапанного узла ниже посадочного места для клапанной вставки не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра выше посадочного места позволяет обеспечить герметичную установку клапанной вставки с обратным клапаном на посадочном месте с исключением перетечки среды из пространства скважины над обратным клапаном. Выполнение внешнего диаметра струйного насоса не менее чем на 2 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны позволяет пропустить из струйного насоса максимально возможное по производительности струйного насоса количество откачиваемой из скважины среды с минимальными гидравлическими потерями.

Что касается верхнего предела, то он определяется прочностными характеристиками конструкции струйного насоса и в первую очередь корпуса струйного насоса и минимально допустимыми размерами внутреннего диаметра колонны насосно-компрессорных труб. Длина герметизирующего узла должна быть не меньше его внешнего диаметра. Это предотвращает возникновение перекоса при установке герметизирующего узла на посадочное место и, как следствие, предотвращается переток среды вдоль стенки герметизирующего узла и застревание узла в процессе его установки и снятия. Блокирующая вставка должна иметь перепускной канал диаметром не менее 20 мм и должна быть снабжена головкой для ее извлечения из скважины. При выполнении перепускного канала менее 20 мм имеет место очень большое гидравлическое сопротивление, что резко снижает производительность работ при проведении испытаний и освоении скважины. В ряде случаев это интенсифицирует процесс закупорки перепускного канала, что приводит к срыву работ на скважине.

Таким образом, указанная выше совокупность взаимозависимых параметров и последовательности действий обеспечивают достижение выполнения поставленной в изобретении задачи - оптимизация способа работы скважинной струйной установки при испытании и освоении скважин и оптимизация расположения и размеров различных элементов конструкции установки и за счет этого повышение надежности работы скважинной струйной установки.

На фиг. 1 представлен продольный разрез установки с установленными герметизирующим узлом и перфоратором, на фиг. 2 представлен продольный разрез установки с установленными герметизирующим узлом и излучателем и приемником-преобразователем физических полей, на фиг. 3 представлен продольный разрез установки с установленной блокирующей вставкой, на фиг. 4 представлен продольный разрез установки с установленными депрессионной с автономными манометром и дебитометром и клапанной вставкой, на фиг. 5 представлен продольный разрез установки с извлеченными колонной насосно-компрессорных труб со струйным насосом, на фиг. 6 представлен продольный разрез установки с установленным насосом для добычи нефти, на фиг. 7 представлен вырыв А по фиг. 1 и на фиг. 8 представлен продольный разрез герметизирующего узла.

Скважинная струйная установка содержит установленные на колонне насосно-компрессорных труб 1 пакер 2 с центральным каналом 3 и струйный насос 4 с активным соплом 5, камерой смещения 6 и проходным каналом 7 с посадочным местом 8 для установки герметизирующего узла 9 с осевым каналом 10, при этом установка снабжена излучателем и приемником-преобразователем физических полей 11, размещенным в подпакерной зоне со стороны входа в струйный насос 4 откачиваемой из скважины среды и установленным на каротажном кабеле 12, пропущенным через осевой канал 10

герметизирующего узла 9. Выход струйного насоса 4 подключен к пространству, окружающему колонну насосно-компрессорных труб 1, вход канала 13 подвода откачиваемой среды струйного насоса 4 подключен к внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб 1 ниже герметизирующего узла 9, а вход канала 14 подачи жидкой рабочей среды в активное сопло 5 подключен к внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб 1 выше герметизирующего узла 9. Установка выполнена с возможностью установки на каротажном кабеле 12 перфоратора 15. Колонна насосно-компрессорных труб 1 снабжена хвостовиком 16 с входной воронкой 17, клапанным узлом 18 с посадочным местом 19 для установки клапанной вставки 20 с обратным клапаном 21, узлом 22 для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб 1 и установленным в ее стенке над струйным насосом 4 циркуляционным клапаном 23, герметизирующий узел 9 установлен с возможностью его замены другими функциональными вставками: блокирующей 24, опрессовочной, депрессионной 25 и вставкой для записи кривых восстановления пластового давления с автономными глубинными приборами, например депрессионная вставка 25 выполнена с автономными приборами 26 - манометром и дебитометром, излучатель и приемник-преобразователь физических полей 11 выполнен с возможностью его замены на перфоратор 15 или прибор для акустического воздействия на пласт или пласты, при этом диаметр  $D_{14}$  канала 14 подачи рабочей среды не меньше внутреннего диаметра  $D_{13}$  камеры смещения 6, диаметр  $D_6$  проходного канала 7 ниже посадочного места 8 не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_3$  выше посадочного места 8, диаметр  $D_4$  герметизирующего узла 9 не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_1$  внутренней полости насосно-компрессорных труб 1, диаметр  $D_5$  осевого канала 10 в герметизирующем узле 9 не менее чем на 0,008 мм больше диаметра  $D_2$  каротажного кабеля 12, диаметр  $D_{10}$  излучателя и приемника-преобразователя физических полей 11 не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала 7 ниже посадочного места 8, диаметр  $D_9$  центрального канала 3 пакера 2 больше диаметра излучателя и преобразователя физических полей 11 не менее чем на 1,4 мм, диаметр  $D_8$  проходного канала 27 клапанного узла 18 ниже посадочного места 19 для клапанной вставки 20 не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_7$  выше посадочного места 19, диаметр  $D_{16}$  клапанной вставки 20 с обратным клапаном 21 не менее чем на 1 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала 7 струйного насоса 4 под посадочным местом 8, внешний диаметр  $D_{15}$  струйного насоса 4 не менее чем на 2 мм меньше внутреннего диаметра  $D_{11}$  обсадной колонны 28, внутренний диаметр  $D_{13}$  камеры смещения 6 находится в пределах от 1,2 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла 5, расстояние  $L_1$  между срезами сопла 5 и



камеры смещения 6 находится в пределах от 0,4 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла 5, а длина  $L_2$  герметизирующего узла 9 не меньше его внешнего диаметра  $D_4$ , блокирующая вставка 24 имеет перепускной канал 29 диаметром  $D_{17}$  не менее 20 мм и снабжена головкой 32 для ее извлечения из скважины, а излучатель и приемник-преобразователь физических полей 11 выполнены с возможностью их работы в подпакерной зоне как при работающем струйном насосе 4, так и при его остановке.

Способ работы скважинной струйной установки при испытании и освоении скважин реализуется следующим образом.

Вначале производят сборку колонны насосно-компрессорных труб 1 путем последовательной установки сверху вниз на колонне насосно-компрессорных труб 1 струйного насоса 4, узла 22 для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб 1, клапанного узла 18 с посадочным местом 19 для установки обратного клапана 21, пакера 2 с центральным каналом 3 и хвостовика 16 с входной воронкой 17. Затем производят спуск этой сборки в скважину и распаковку пакера 2, причем при спуске пакер 2 устанавливают на расстоянии не менее чем на 50 м выше кровли продуктивного пласта 30, а входную воронку 17 - не более чем на 2 м выше кровли этого пласта 30. После распаковки пакера 2 производят спуск в скважину на каротажном кабеле 12 перфоратора 15 с установленным над ним герметизирующим узлом 9, который садится на посадочное место 8 в проходном канале 7 струйного насоса 4, причем перфоратор 15 располагают против продуктивного пласта 30, далее струйным насосом 4 создают необходимую депрессию на пласт, производят подрыв перфоратора 15 и проводят дренирование, например длительное, пласта до полной замены под пакером 2 технологической жидкости на пластовый флюид путем подачи жидкой рабочей среды в сопло 5 струйного насоса 4 и откачки струйным насосом 4 технологической жидкости из подпакерной зоны с созданием необходимой для откачки технологической жидкости депрессии в подпакерной зоне. Далее извлекают перфоратор 15 с герметизирующим узлом 9 на поверхность и спускают в скважину на каротажном кабеле 12 излучатель и приемник-преобразователь физических полей 11 с герметизирующим узлом 9. Исследование пласта 30 в зоне перфорации и поступающего в скважину пластового флюида производят при работающем струйном насосе 4. Потом извлекают из скважины излучатель и приемник-преобразователь физических полей 11 с герметизирующим узлом 9 и сбрасывают в скважину клапанную вставку 20 с обратным клапаном 21, которая садится на посадочное место 19 в клапанном узле 18, а также блокирующую вставку 24 с перепускным каналом 29, которая садится на посадочное место 8 в проходном канале 7 струйного насоса 4. Блокирующая вставка 24 разобщает внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб 1 и пространство, окружающее колонну насосно-компрессорных труб 1. Путем подачи в окружающее колонну труб 1 пространство облегченной жидкости или инертного газа

5 через циркуляционный клапан 23 задавливают ее(его) во внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб 1, снижая тем самым гидростатическое давление в призабойной зоне, что позволяет запустить скважину в работу фонтанным способом. После снижения дебита скважины из-за истощения энергии пласта 30 глушат скважину через циркуляционный клапан 23 или циркуляционные клапаны 23 жидкостью повышенной плотности с закрытием обратного клапана 21, предотвращающим попадание жидкости повышенной плотности в подпакерное пространство и засорение пласта 30. Далее извлекают блокирующую вставку 24 и сбрасывают в колонну насосно-компрессорных труб 1 депрессионную вставку 25 с автономными приборами 26. В данном случае это манометр и дебитомер. Путем подачи жидкой рабочей среды в активное сопло 5 струйного насоса 4 проводят откачку пластового флюида при разных депрессиях, измеряя при этом дебиты скважины на поверхности и под струйным насосом 4, после чего извлекают депрессионную вставку 25 с автономными манометром и дебитомером, снимают с них показания забойных давлений и дебитов и строят график зависимости дебита от забойного давления. Интерпретацией полученных результатов замеров определяют типоразмер насоса 31, необходимого для принудительной добычи нефти. Затем с помощью узла 22 для разъединения и соединения колонны труб 1 отсоединяют струйный насос 4 с вышестоящей колонной насосно-компрессорных труб 1, поднимают их на поверхность, спускают на колонне насосно-компрессорных труб 1 насос 31 для добычи нефти необходимой производительности, соединяют его с помощью узла 22 для разъединения и соединения колонны 1 с оставленной в скважине частью сборки колонны труб 1 и запускают скважину в работу принудительным способом.

45 Настоящее изобретение может найти применение в нефтедобывающей промышленности при испытании и освоении скважин, а также в других отраслях промышленности где производится добыча различных сред из скважин.

#### Формула изобретения:

1. Способ работы скважинной струйной установки при испытании и освоении скважин, включающий установку на колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса с проходным каналом и пакера, спуск этой сборки в скважину, распаковку пакера и создание необходимой депрессии в подпакерной зоне путем откачки струйным насосом технологической жидкости из подпакерной зоны, отличающийся тем, что колонна насосно-компрессорных труб дополнительно снабжена: узлом для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб, клапанном узлом с посадочным местом для установки обратного клапана, хвостовиком с входной воронкой и установленным в стенке колонны насосно-компрессорных труб над струйным насосом циркуляционным клапаном, при этом вначале производят сборку колонны насосно-компрессорных труб путем последовательной установки сверху вниз на

колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса, узла для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб, клапанного узла с посадочным местом для установки обратного клапана, пакера и хвостовика с входной воронкой, при спуске пакер устанавливают на расстоянии не менее чем на 50 м выше кровли продуктивного пласта, а входную воронку - не более чем на 2 м выше кровли этого пласта, после распаковки пакера производят спуск в скважину на каротажном кабеле перфоратора с установленным над ним герметизирующим узлом, который садится на посадочное место в проходном канале струйного насоса, причем перфоратор располагают против продуктивного пласта, далее струйным насосом создают необходимую депрессию на пласт, подрывают перфоратор и проводят дренирование пласта до полной замены под пакером технологической жидкости на пластовый флюид, далее извлекают перфоратор с герметизирующим узлом на поверхность, спускают в скважину на каротажном кабеле излучатель и приемник-преобразователь физических полей с герметизирующим узлом и при работающем струйном насосе проводят исследование пласта в зоне перфорации и поступающего в скважину пластового флюида, потом извлекают из скважины излучатель и приемник-преобразователь физических полей с герметизирующим узлом, сбрасывают в скважину клапанную вставку с обратным клапаном, которая садится на посадочное место в клапанном узле, а также блокирующую вставку с перепускным каналом, которая садится на посадочное место в проходном канале струйного насоса и разобцает внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб и пространство окружающее колонну насосно-компрессорных труб, далее путем подачи в окружающее пространство облепченной жидкости или инертного газа через циркуляционный клапан задавливают ее(его) во внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб, снижая гидростатическое давление в призабойной зоне, и запускают скважину в работу фонтанным способом, а после снижения дебита скважины из-за истощения энергии пласта глушат скважину через циркуляционный клапан жидкостью повышенной плотности с закрытием обратного клапана, предотвращающим попадание жидкости повышенной плотности в подпакерное пространство, извлекают блокирующую вставку, сбрасывают в колонну насосно-компрессорных труб депрессионную вставку с автономным манометром и дебитомером и путем подачи жидкой рабочей среды в активное сопло струйного насоса проводят откачку пластового флюида при разных депрессиях, замеряя при этом дебиты скважины на поверхности и под струйным насосом, после чего извлекают депрессионную вставку с автономными манометром и дебитомером, снимают с них показания забойных давлений и дебитов, строят график зависимости дебита от забойного давления и путем его интерпретации определяют типоразмер насоса, необходимого для принудительной добычи нефти, далее с помощью узла для

разъединения и соединения колонны отсоединяют струйный насос с вышестоящей колонной насосно-компрессорных труб, поднимают их на поверхность, спускают на колонне насосно-компрессорных труб насос для добычи нефти необходимой производительности, соединяют его с помощью узла для разъединения и соединения колонны с оставленной в скважине частью сборки колонны труб и запускают скважину в работу принудительным способом.

2. Скважинная струйная установка, содержащая установленные на колонне насосно-компрессорных труб, пакер, и струйный насос с активным соплом, камерой смешения и проходным каналом с посадочным местом для установки герметизирующего узла с осевым каналом, при этом установка снабжена излучателем и приемником-преобразователем физических полей, размещенным в подпакерной зоне со стороны входа в струйный насос откачиваемой из скважины среды и установленным на каротажном кабеле, пропущенном через осевой канал герметизирующего узла, выход струйного насоса подключен к пространству, окружающему колонну насосно-компрессорных труб, вход канала подвода откачиваемой среды струйного насоса подключен к внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб ниже герметизирующего узла, а вход канала подачи жидкой рабочей среды в активное сопло подключен к внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб выше герметизирующего узла, отличающаяся тем, что колонна насосно-компрессорных труб снабжена хвостовиком с входной воронкой, клапанным узлом с посадочным местом для установки клапанной вставки с обратным клапаном, узлом для разъединения и соединения колонны насосно-компрессорных труб и установленным в ее стенке над струйным насосом циркуляционным клапаном, пакер выполнен с центральным каналом, герметизирующий узел установлен с возможностью его замены другими функциональными вставками: блокирующей, опрессовочной, депрессионной и вставкой для записи кривых восстановления пластового давления с автономными глубинными приборами, излучатель и приемник-преобразователь физических полей выполнен с возможностью его замены на перфоратор или прибор для акустического воздействия на пласт или пласти, при этом диаметр  $D_{14}$  канала подачи рабочей среды не меньше внутреннего диаметра  $D_{13}$  камеры смешения, диаметр  $D_6$  проходного канала ниже посадочного места не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_3$  выше посадочного места, диаметр  $D_4$  герметизирующего узла не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_1$  внутренней полости насосно-компрессорных труб, диаметр  $D_5$  осевого канала в герметизирующем узле не менее чем на 0,008 мм больше диаметра  $D_2$  каротажного кабеля, диаметр  $D_{10}$  излучателя и приемника-преобразователя физических полей не менее чем на 1,4 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала ниже

посадочного места, диаметр  $D_9$  центрального канала пакера больше диаметра излучателя и преобразователя физических полей не менее чем на 1,4 мм, диаметр  $D_8$  проходного канала клапанного узла ниже посадочного места для клапанной вставки не менее чем на 0,7 мм меньше его диаметра  $D_7$  выше посадочного места, диаметр  $D_{16}$  клапанной вставки с обратным клапаном не менее чем на 1 мм меньше диаметра  $D_6$  проходного канала струйного насоса под посадочным местом, внешний диаметр  $D_{15}$  струйного насоса не менее чем на 2 мм меньше внутреннего диаметра  $D_{11}$  обсадной колонны, внутренний

диаметр  $D_{13}$  камеры смешения находится в пределах от 1,2 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла, расстояние  $L_1$  между срезами сопла и камеры смешения находится в пределах от 0,4 до 1,4 внутреннего диаметра  $D_{12}$  сопла, а длина  $L_2$  герметизирующего узла не меньше его внешнего диаметра  $D_4$ , блокирующая вставка имеет перепускной канал диаметром  $D_{17}$  не менее 20 мм и снабжена головкой для ее извлечения из скважины, а излучатель и приемник-преобразователь физических полей выполнены с возможностью их работы в подпакерной зоне как при работающем струйном насосе, так и при его остановке.

15

20

25

30

35

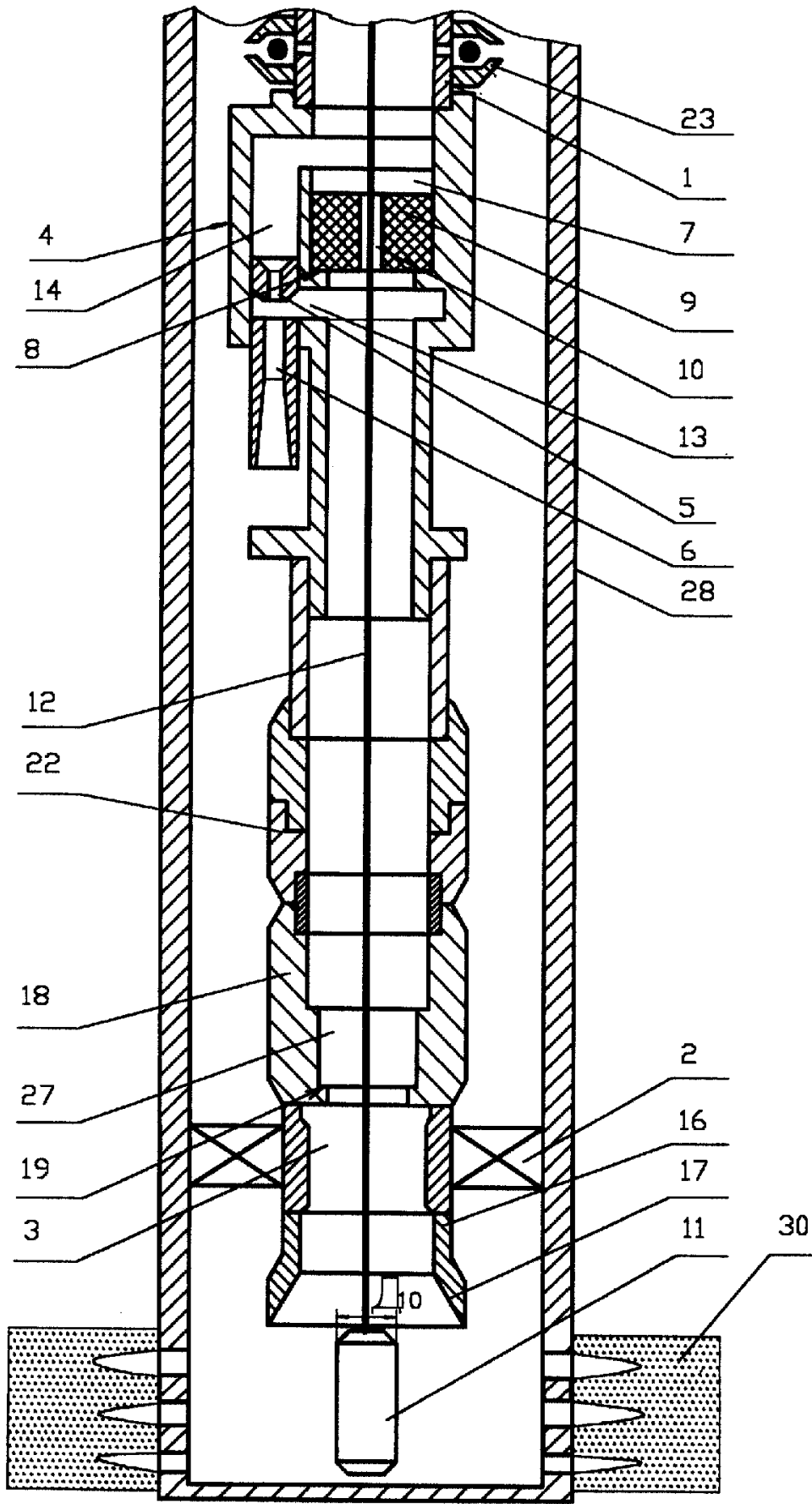
40

45

50

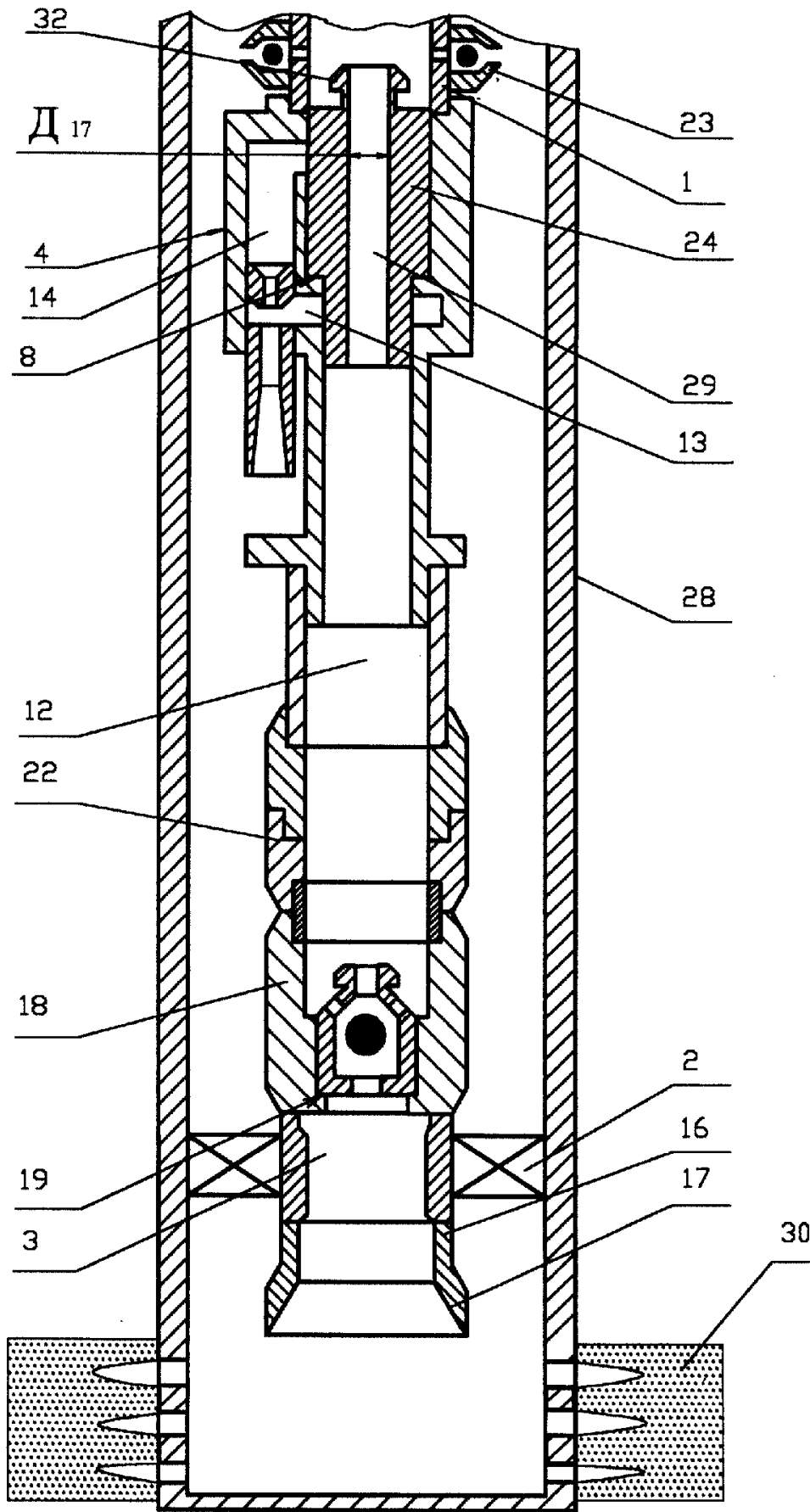
55

60



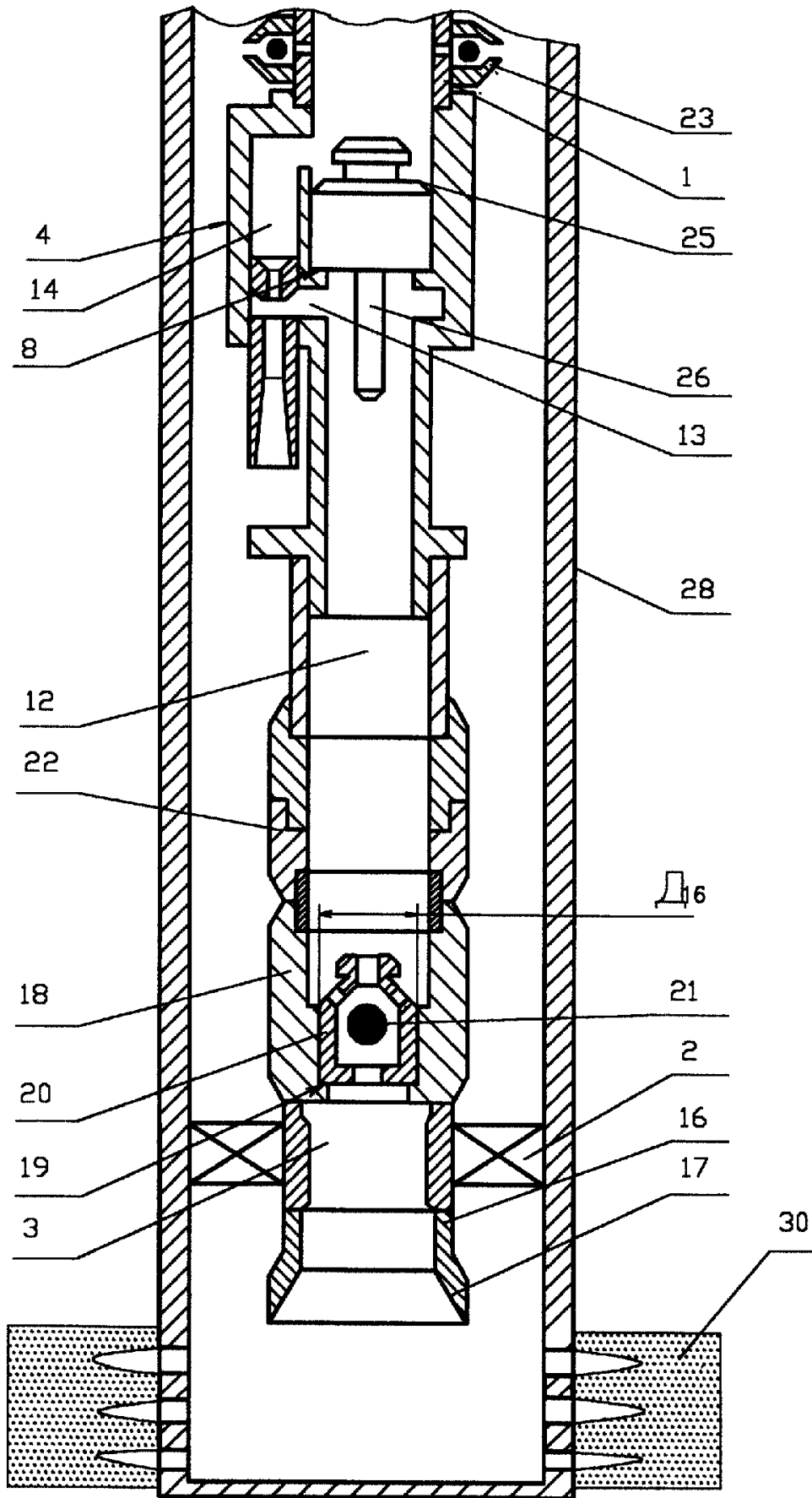
Фиг. 2

RU 2188342 C1

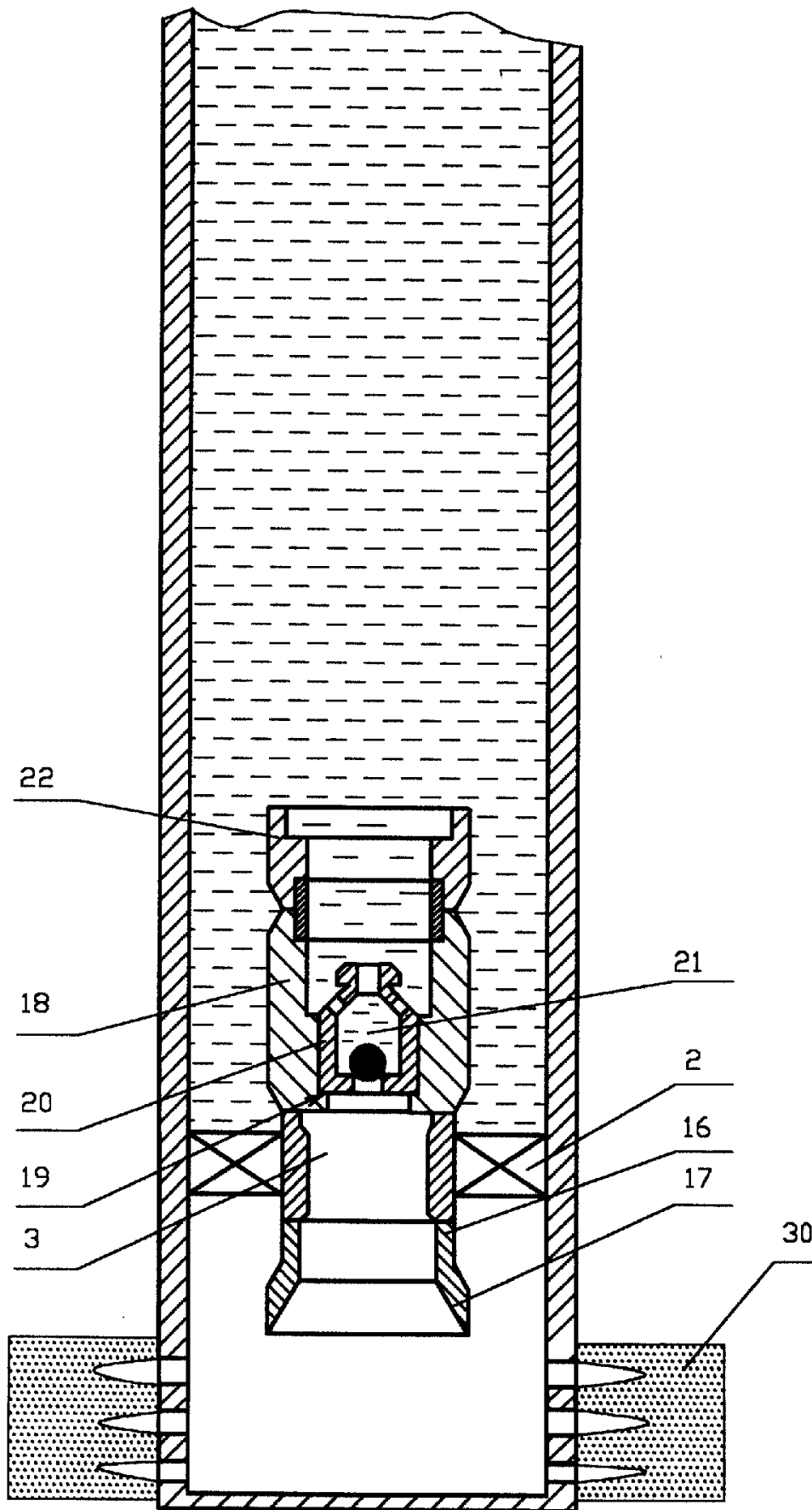


Фиг. 3

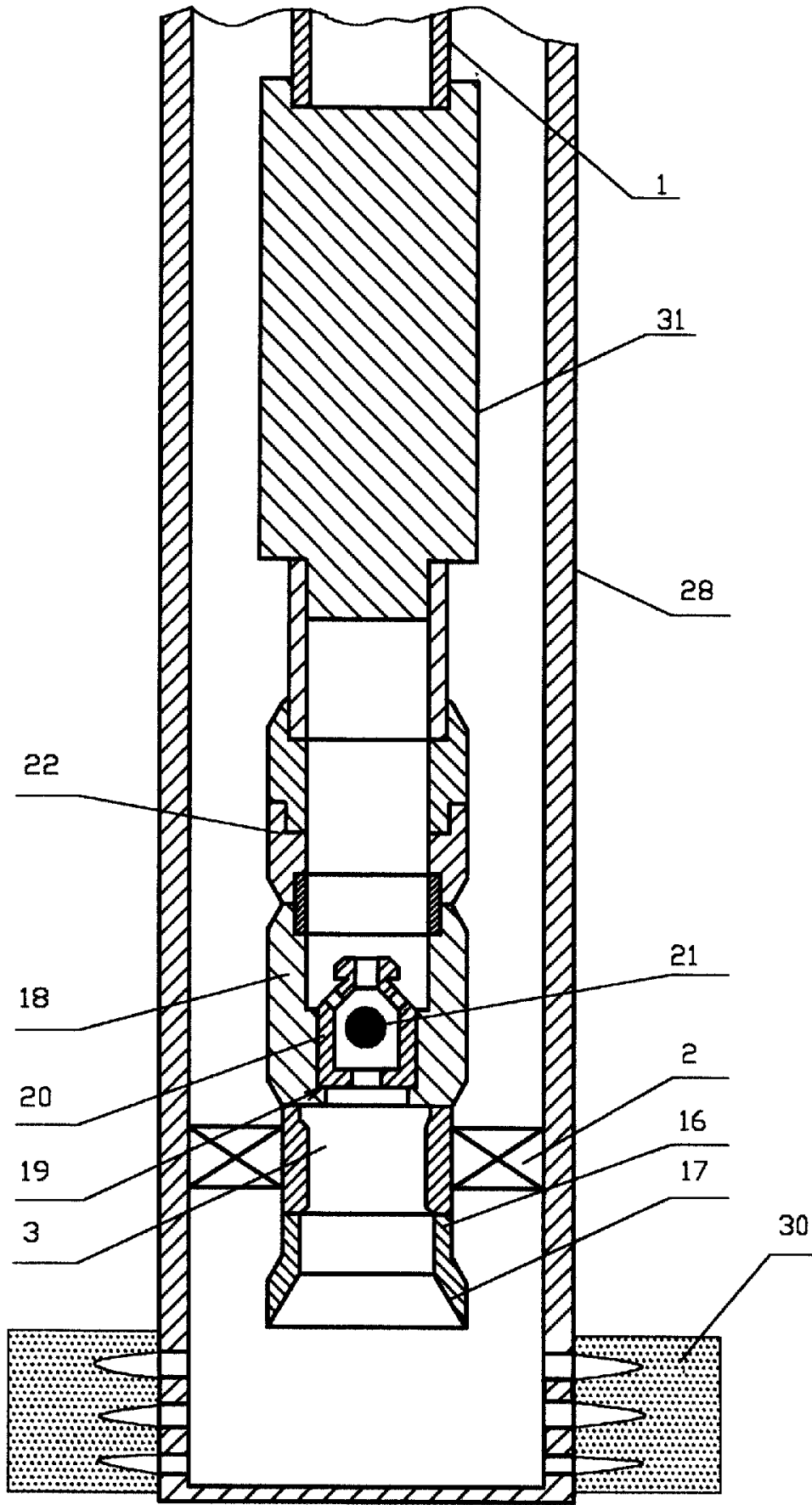
RU 2188342 C1



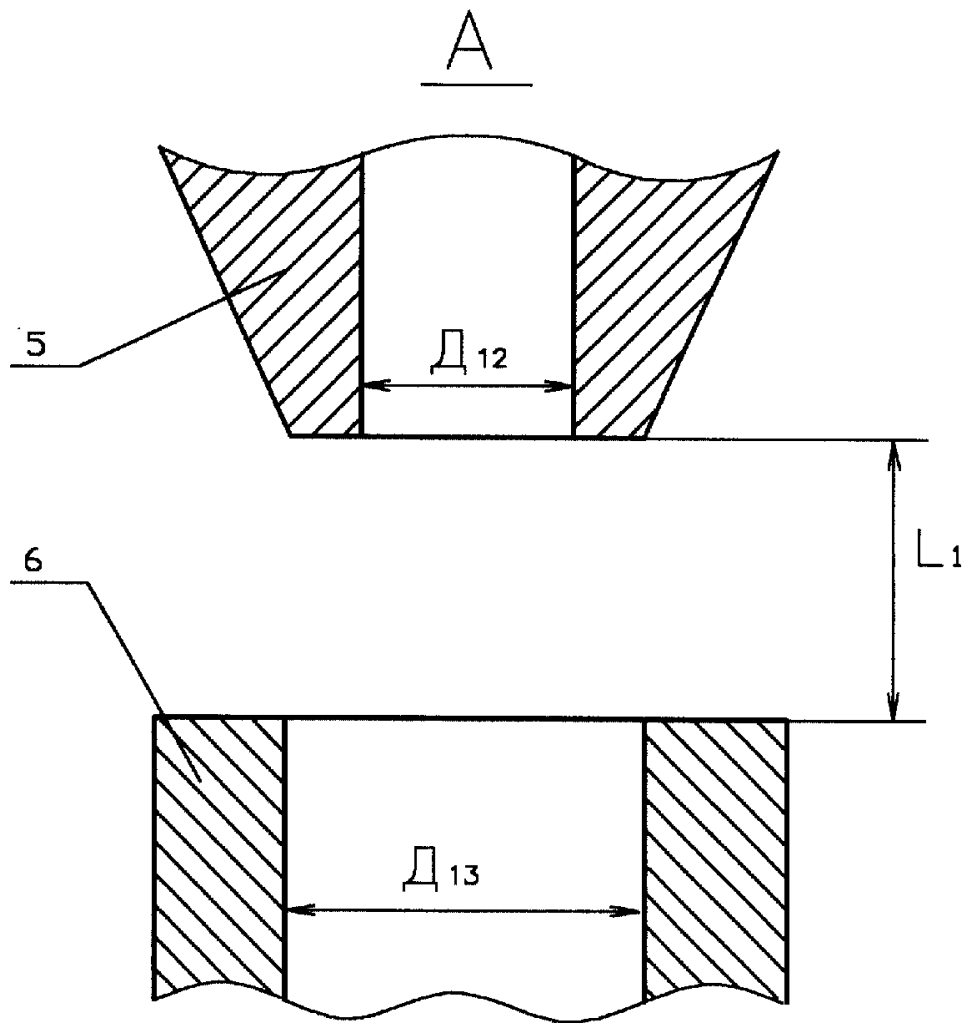
Фиг. 4



Фиг. 5







Фиг. 7

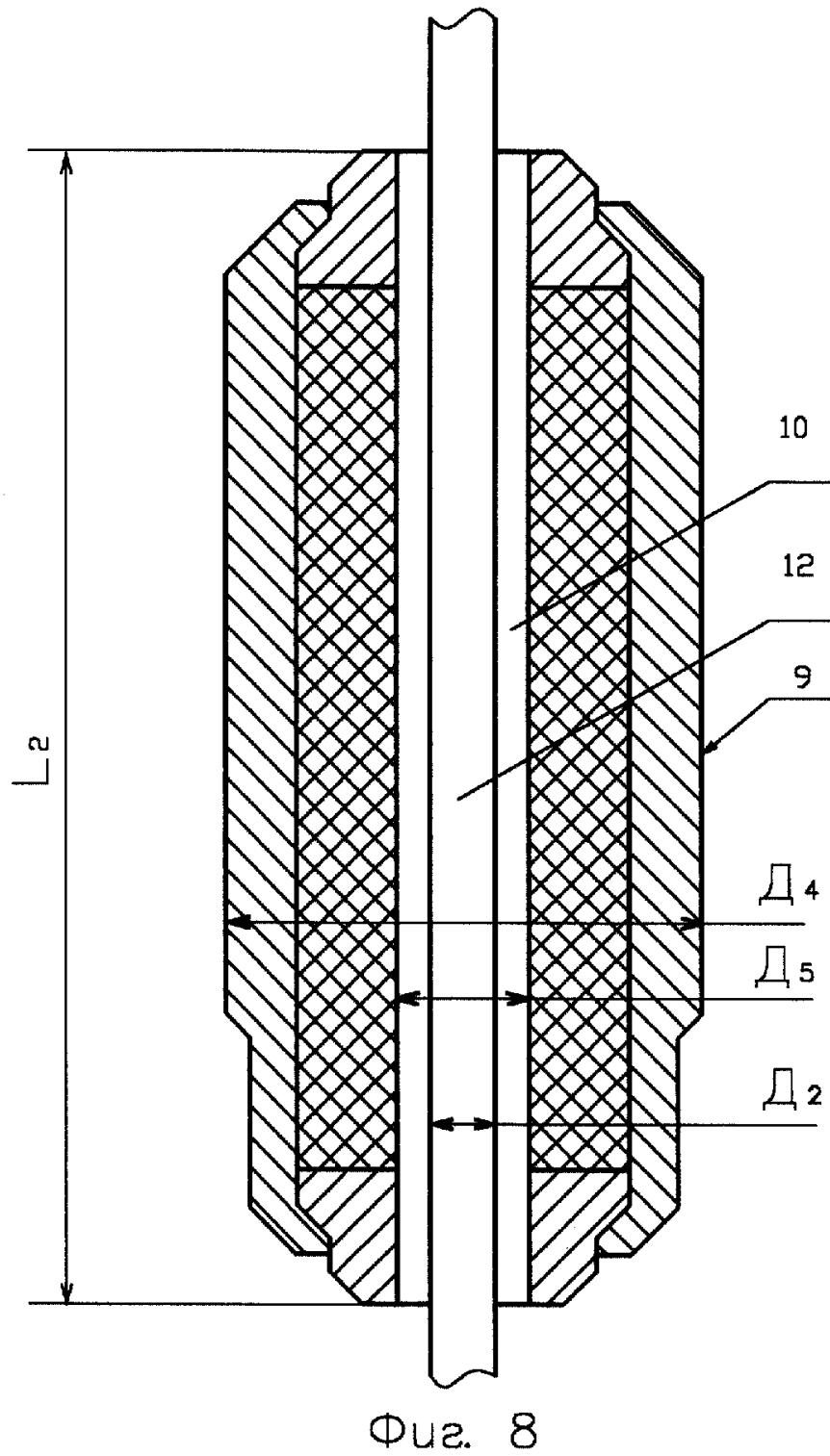


Fig. 8