



(51) МПК  
*E21B 43/267* (2006.01)  
*E21B 43/112* (2006.01)  
*F04F 5/02* (2006.01)  
*E21B 29/00* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

*E21B 43/267 (2018.01); E21B 43/112 (2018.01); F04F 5/02 (2018.01); E21B 29/00 (2018.01)*

(21)(22) Заявка: 2017142201, 04.12.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
 04.12.2017

Дата регистрации:  
 17.09.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 04.12.2017

(45) Опубликовано: 17.09.2018 Бюл. № 26

Адрес для переписки:

620026, Свердловская обл., г. Екатеринбург, а/я  
 26, Филиал ООО "Юридическая фирма  
 "Городиский и Партнеры", пат. пов.  
 Кузьминской Светлане Ивановне, рег. N 1700

(72) Автор(ы):

Кузьяев Салават Анатольевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью  
 "НЕККО" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
 о поиске: RU 2592582 C1, 27.07.2016. RU  
 89605 U1, 10.12.2009. RU 2401942 C1,  
 20.10.2010. RU 2564312 C1, 27.09.2015. US  
 4744730 A1, 17.05.1988. US 20020007949 A1,  
 24.01.2002.

(54) СПОСОБ РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И/ИЛИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО  
 ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к горному делу, добыче нефти и газа, в частности к вариантам способа и устройства для ремонта нефтяных и/или газовых скважин, включающим перфорацию и гидравлический разрыв пласта (далее ГРП). В первом варианте способа осуществляется спуск в скважину устройства на глубину, соответствующую продуктивному пласту, подача под давлением рабочей жидкости в полость насосно-компрессорных труб и перфоратор, посредством разрушающих элементов которого обеспечивается гидравлическое сообщение эксплуатационной колонны с пластом на по крайней мере одном уровне продуктивного пласта. Далее устанавливают пакер над продуктивным пластом, осуществляют герметичное отделение надпакерного и подпакерного затрубного пространства и осуществляют открытие циркуляционных окон перфоратора. После этого производят подачу в НКТ жидкости ГРП под давлением,

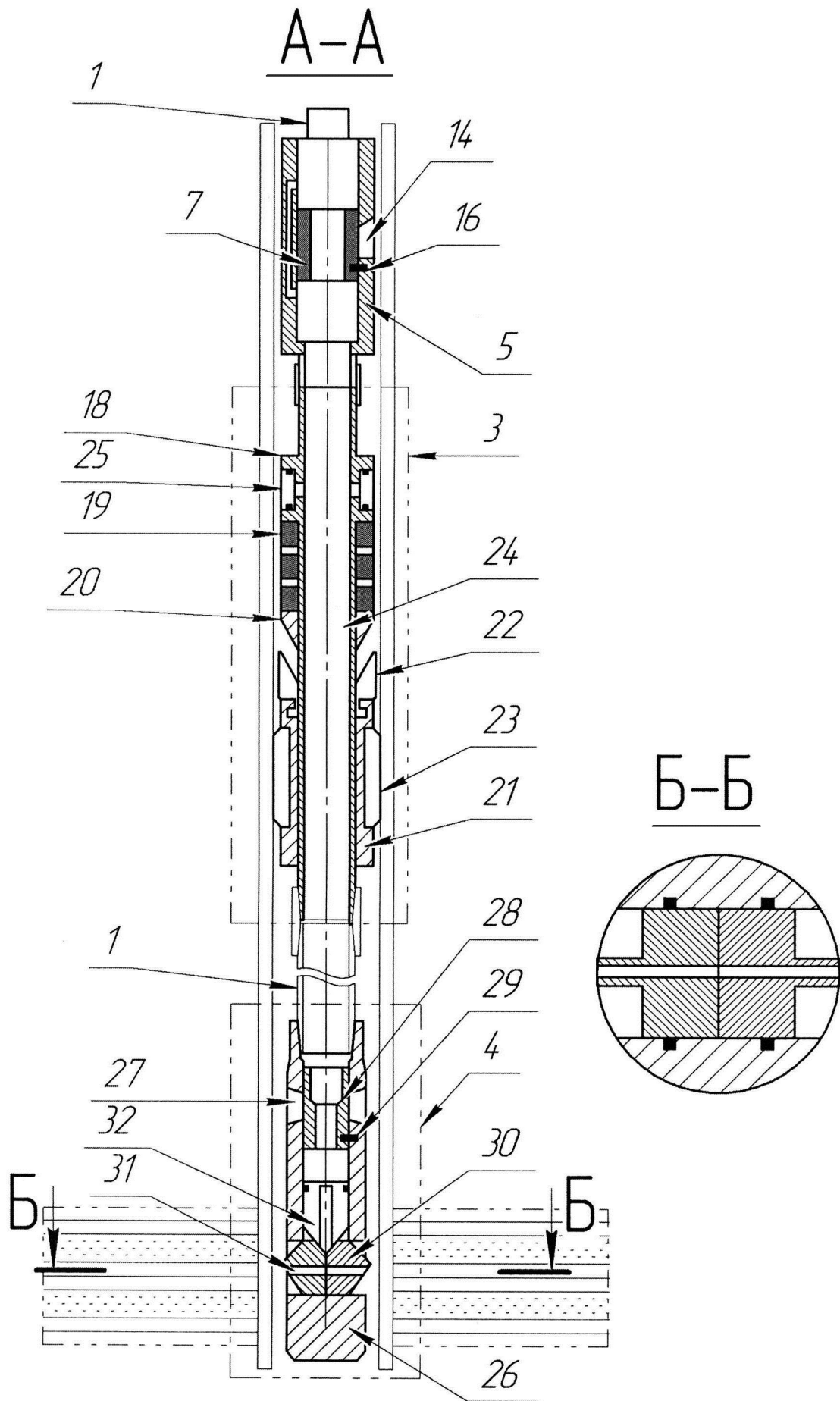
соответствующим давлению разрыва пласта, и осуществляют ГРП до образования трещин разрыва с последующим их креплением. Далее нагнетанием рабочей жидкости под давлением в струйный насос создают перепад давлений в подпакерной зоне и продуктивном пласте. В завершении способа пакер приводят в нерабочее положение и устройство извлекают из скважины. В способе по второму варианту нет необходимости принудительного извлечения жидкости ГРП на поверхность. Устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин по первому варианту содержит струйный насос, пакер и перфоратор. Насос содержит корпус с герметизирующей втулкой, на которую свободно устанавливается вставка с эжекторным узлом. Пакер содержит механизм крепления в эксплуатационной колонне и эластичные элементы. Перфоратор содержит корпус, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна, площадь проходного

сечения которых не менее площади проходного сечения труб НКТ, а в нижней части корпуса выполнены радиальные отверстия, в которых установлены разрушающие элементы. Во внутренней полости корпуса перфоратора размещены втулка с возможностью перемещения относительно корпуса и приводной элемент, контактирующий с разрушающими элементами.

В устройстве по второму варианту отсутствует струйных насос. Технический результат заключается в расширении технологических возможностей способа и устройства с одновременным улучшением качества проведения ГРП и снижении риска повреждения эксплуатационной колонны. 4 н.п. ф-лы, 12 ил.

RU 2667171 C1

RU 2667171 C1



Фиг.2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/267* (2006.01)  
*E21B 43/112* (2006.01)  
*F04F 5/02* (2006.01)  
*E21B 29/00* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

*E21B 43/267 (2018.01); E21B 43/112 (2018.01); F04F 5/02 (2018.01); E21B 29/00 (2018.01)*(21)(22) Application: **2017142201, 04.12.2017**(24) Effective date for property rights:  
**04.12.2017**Registration date:  
**17.09.2018**

Priority:

(22) Date of filing: **04.12.2017**(45) Date of publication: **17.09.2018** Bull. № 26

Mail address:

**620026, Sverdlovskaya obl., g. Ekaterinburg, a/ya  
26, Filial OOO "Yuridicheskaya firma "Gorodisskij  
i Partnery", pat. pov. Kuzminskoj Svetlane  
Ivanovne, reg. N 1700**

(72) Inventor(s):

**Kuzyaev Salavat Anatolevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu  
"NEKKO" (RU)**(54) **METHOD OF REPAIR OF OIL AND / OR GAS WELLS AND DEVICE FOR ITS IMPLEMENTATION (OPTIONS)**

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: group of inventions relates to mining, oil and gas production, in particular to variants of a method and apparatus for repairing oil and / or gas wells, including perforation and hydraulic fracturing of the formation (hereinafter, HFF). In the first variant of the method, the device is lowered into the well to a depth corresponding to the productive formation, the supply of working fluid under pressure to the tubing cavity and a perforator, through the destructive elements of which the hydraulic communication of the production string with the formation is provided at least one level of the productive formation. Then a packer is installed above the productive formation, a hermetic separation of the sub-packer and below-packer annular space is carried out, and the circulation windows of the perforator are opened. After that, the hydraulic fracturing fluid is fed into the tubing at a pressure corresponding to the fracture pressure of the formation, and the fracturing is carried out until fracture cracks are formed, followed by fixing them. Then by pumping

the working fluid under pressure into the jet pump, a pressure drop is created in the sub-packer zone and the productive formation. At the end of the process, the packer is brought into an inoperative position and the device is removed from the well. In the second method, there is no need to forcibly extract the fracturing fluid onto the surface. Device for repairing oil and / or gas wells in the first variant comprises a jet pump, a packer and a perforator. Pump comprises a housing with a sealing sleeve, where an insert with an ejector assembly is freely mounted. Packer contains a fastening mechanism in the production column and elastic elements. Perforator has a body in the upper part of which the circulating windows are made where their free area is not less than the area of the flow tube section of the tubing and in the lower part of the body radial holes are made in which the destructive elements are installed. In the internal cavity of the hammer body, the hub is displaceable with respect to the housing and the drive element in contact with the destructive elements. In the device according to the second variant there is

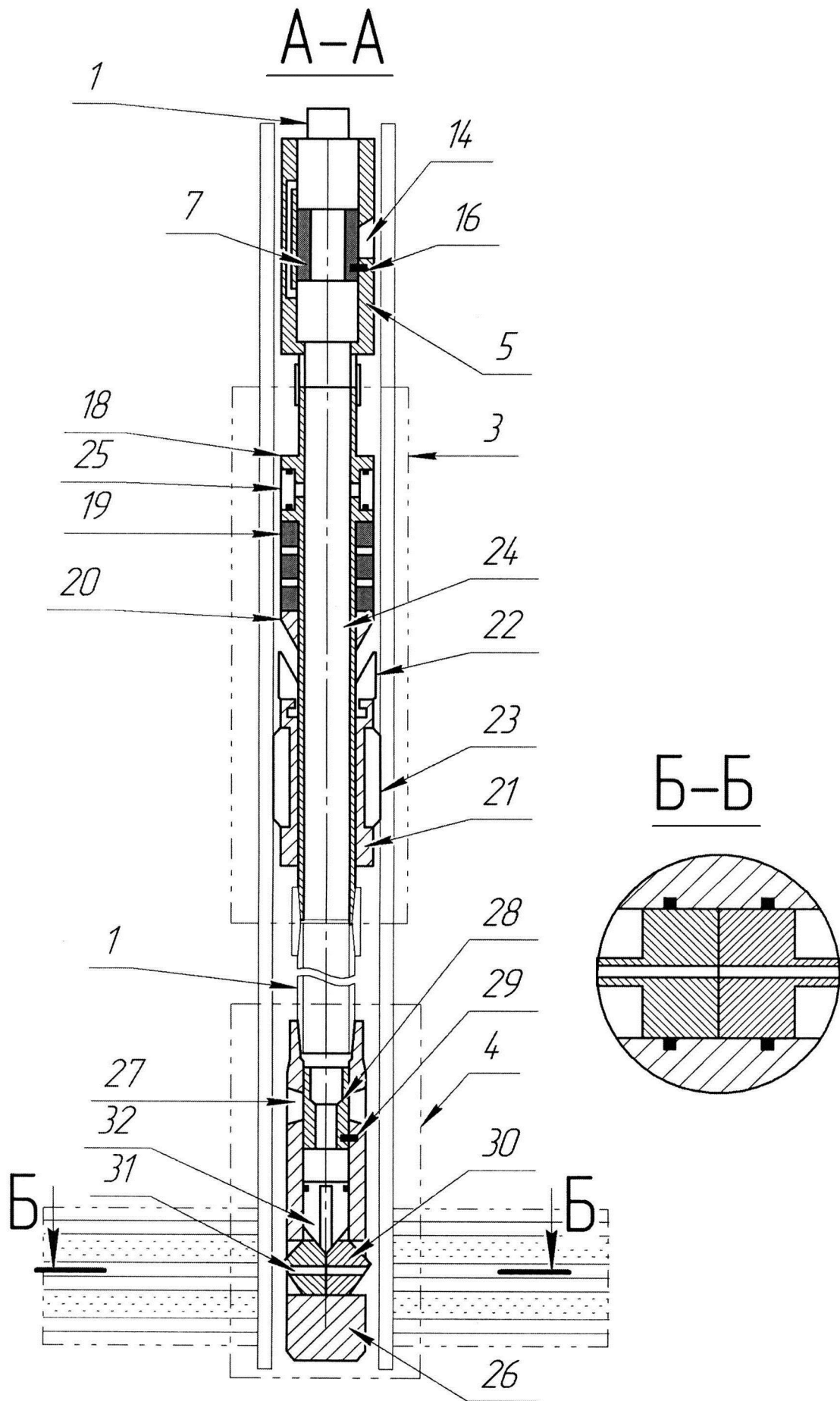
no jet pump.

EFFECT: technical result consists in expanding the technological capabilities of the method and the device,

while improving the quality of the hydraulic fracturing and reducing the risk of damage to the production string.  
4 cl, 12 dwg

R U 2 6 6 7 1 7 1 C 1

R U 2 6 6 7 1 7 1 C 1



Фиг.2

Изобретение относится к горному делу, добыче нефти и газа, в частности к способам и устройствам для бурения горных пород, включающим перфорацию и гидравлический разрыв пласта (далее ГРП).

Известен способ гидравлического разрыва пласта, создающий условия для контроля управления напряженным состоянием в прискважинной зоне (патента на изобретение №2592582, опубл. 27.07.2016 г.). Способ включает вскрытие пласта вертикальной скважиной, спуск в скважину колонны труб, обратную промывку скважины в полуторакратном объеме, прорезание эксплуатационной колонны, создание в интервале подошвы и кровли пласта по две оппозитные щели, выполненные в пласте между щелями через щелевой перфоратор закачкой жидкости разрыва по колонне труб ГРП с образованием трещин разрыва в направлении максимального напряжения, крепление трещин пропантом и извлечение колонны труб из скважины. При обратной промывке подачу промывочной жидкости производят с устья в заколонное пространство скважины, а подъем промывочной жидкости через обратный клапан и щелевой перфоратор по колонне труб. Оппозитные щели создают путем одновременной подачи жидкости в колонну труб и реверсивным угловым вращением НКТ, оснащенными щелевым перфоратором с двумя диаметрально противоположно размещенными насадками. Геометрия каждой щели в зависимости от геологических условий и направления максимальных напряжений до вскрытия пласта определяется опытным путем. Крепление трещин разрыва производят сверхлегким пропантом под давлением, не превышающим допустимое на стенки скважины, при этом закачку жидкости разрыва по колонне труб через щелевой перфоратор продолжают одновременно и в заколонное пространство скважины. Нижний конец НКТ снабжен щелевым перфоратором, содержащим обратный клапан и две диаметрально противоположно размещенные насадки.

Недостатком известного способа является использование низких давлений при ГРП, следствием которых является малая скорость закачки жидкости ГРП в пласт, что может не только снижать качество проведения ГРП, но и приводить к преждевременному смыканию трещин разрыва пласта и последующему заполнению НКТ и затрубного пространства пропантом и, следовательно, к невозможности дальнейшей эксплуатации скважины. Кроме того, во время проведения ГРП возможны скачки рабочего давления, которые могут приводить к повреждению скважины и возникновению аварийной ситуации.

Задачей изобретений является расширение технологических возможностей способа и устройства с одновременным улучшением качества проведения ГРП и снижения риска повреждения эксплуатационной колонны.

Технический результат заключается в расширении диапазона рабочих давлений при ГРП, как минимум до 100 МПа (1000 атм), за счет герметичного разделения надпакерного и подпакерного пространства, в увеличении скорости закачки жидкости ГРП за счет снижения гидравлического сопротивления при закачке жидкости ГРП в продуктивный пласт и в повышении проницаемости призабойной зоны пласта за счет своевременного извлечения из нее жидкости ГРП.

Заявленный технический результат достигается тем, что в способе ремонта нефтяных и/или газовых скважин по первому варианту, включающем спуск в скважину устройства, оснащенного пакером и перфоратором в нижней части насосно-компрессорных труб, на глубину, соответствующую продуктивному пласту, подачу под давлением рабочей жидкости в полость насосно-компрессорных труб и перфоратор, посредством разрушающих элементов которого обеспечивают гидравлическое сообщение

эксплуатационной колонны с пластом на по крайней мере одном уровне продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близко лежащих продуктивных пластов. Далее приводят разрушающие элементы перфоратора в нерабочее положение, перекрывая к ним доступ рабочей жидкости, затем, перемещая устройство, устанавливают пакер над продуктивным пластом, осуществляют герметичное отделение надпакерного и подпакерного затрубного пространства и осуществляют открытие циркуляционных окон перфоратора. После этого производят подачу в НКТ жидкости ГРП под давлением, соответствующим давлению разрыва пласта, и осуществляют ГРП до образования трещин разрыва с последующим их креплением. Далее струйный насос приводят в рабочее состояние и последующим нагнетанием рабочей жидкости под давлением в струйный насос создают перепад давлений в подпакерной зоне и продуктивном пласте, посредством которого из пласта извлекается жидкость ГРП на поверхность. В завершении способа пакер приводят в нерабочее положение и устройство извлекают из скважины.

Заявленный технический результат достигается тем, что в способе ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту, включающем спуск в скважину устройства, оснащенного пакером и перфоратором в нижней части насосно-компрессорных труб, на глубину, соответствующую продуктивному пласту, подачу под давлением рабочей жидкости в полость насосно-компрессорных труб и перфоратор, посредством разрушающих элементов которого обеспечивают гидравлическое сообщение эксплуатационной колонны с пластом на по крайней мере одном уровне продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близко лежащих продуктивных пластов. Далее приводят разрушающие элементы перфоратора в нерабочее положение, перекрывая к ним доступ рабочей жидкости, затем, перемещая устройство, устанавливают пакер над продуктивным пластом, осуществляют герметичное отделение надпакерного и подпакерного затрубного пространства и осуществляют открытие циркуляционных окон перфоратора. После чего производят подачу в НКТ жидкости ГРП под давлением, соответствующим давлению разрыва пласта, и осуществляют ГРП до образования трещин разрыва с последующим их креплением. В завершении способа пакер приводят в нерабочее положение и устройство извлекают из скважины.

Заявленный технический результат также достигается тем, что устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин по первому варианту содержит установленные на НКТ струйный насос, пакер и перфоратор, при этом насос содержит корпус в виде полого цилиндра, в котором установлена с возможностью осевого перемещения герметизирующая втулка, на которую свободно устанавливается вставка с эжекторным узлом. Пакер содержит механизм крепления в эксплуатационной колонне и эластичные элементы. Перфоратор содержит корпус в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна, площадь проходного сечения которых не менее площади проходного сечения труб НКТ, а в нижней части корпуса выполнены радиальные отверстия, в которых установлены разрушающие элементы. Во внутренней полости корпуса перфоратора размещены втулка с возможностью перемещения относительно корпуса и приводной элемент, контактирующий с разрушающими элементами.

Заявленный технический результат также достигается тем, что устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту содержит установленные на НКТ пакер и перфоратор. Пакер содержит механизм крепления в эксплуатационной колонне и эластичные элементы. Перфоратор содержит корпус в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна, площадь проходного сечения которых



не менее площади проходного сечения труб НКТ, а в нижней части корпуса выполнены радиальные отверстия, в которых установлены разрушающие элементы, при этом во внутренней полости корпуса перфоратора размещены втулка с возможностью перемещения относительно корпуса и приводной элемент, контактирующий с разрушающими элементами.

Первый и второй варианты осуществления способа ремонта нефтяных и/или газовых скважин и используемые для осуществления способов варианты устройства поясняются следующими чертежами:

на фиг. 1 представлен общий вид устройства для ремонта нефтяных и/или газовых скважин при спуске его в скважину по первому варианту; на фиг. 2 - разрез по А-А и разрез по Б-Б (первый вариант); на фиг. 3 - схема движения рабочей жидкости при перфорации и формирования каверн; на фиг. 4 - положение элементов пакера при обеспечении герметичного отделения надпакерного и подпакерного пространства; на фиг. 5 - схема движения жидкости ГРП при разрыве продуктивного пласта; на фиг. 6 - схема извлечения жидкости ГРП из скважины; на фиг. 7 представлен струйный насос и схема движения рабочей жидкости и жидкости ГРП; на фиг. 8 представлен общий вид устройства для ремонта нефтяных и/или газовых скважин при спуске его в скважину по второму варианту; на фиг. 9 - разрез по А-А и разрез по Б-Б (второй вариант устройства); на фиг. 10 - схема движения рабочей жидкости при перфорации и формирования каверн по второму варианту способа; на фиг. 11 - положение элементов пакера при обеспечении герметичного отделения надпакерного и подпакерного пространства по второму варианту способа; на фиг. 12 - схема движения жидкости ГРП при разрыве продуктивного пласта по второму варианту способа.

Осуществление способа ремонта нефтяных и/или газовых скважин по первому варианту обеспечивается устройством для его осуществления, содержащим установленные на трубах НКТ 1 (сверху вниз) насос 2, пакер 3, гидромеханический перфоратор 4. Струйный насос 2 состоит из корпуса 5 в виде полого цилиндра, в который вставка 6 свободно устанавливается с опорой через герметизирующую втулку 7 на выступ 8 непосредственно перед работой струйного насоса (Фиг. 6, 7). Также в корпусе 9 вставки 6 установлены с образованием камеры смещения 10 и полости нагнетания 11, сопло 12, диффузор 13. В корпусе 5 выполнено циркуляционное отверстие 14 и проточный канал 15. В исходном положении циркуляционное отверстие 14 корпуса 5 перекрыто герметизирующей втулкой 7, которая зафиксирована, например, разрушающимся креплением 16. Между контактирующими поверхностями вставки и корпуса установлены уплотнения 17.

Пакер 3 содержит гидроякорь 18 с эластичными уплотнительными манжетами 19, с которыми взаимодействует подвижный конус 20, и подвижный элемент 21 в составе анкерных элементов 22 и центрирующих элементов 23. Все элементы пакера установлены на стволе 24 в виде полрой трубы. Гидроякорь 18 содержит подвижные элементы 25 с противоскользкой контактной поверхностью, гидравлически связанные с внутренней полостью ствола 24 пакера 3.

Перфоратор 4 (в данном примере использован прокалывающий перфоратор) содержит корпус 26 в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна 27 с проходным сечением не менее площади проходного сечения труб НКТ. В верхней части корпуса установлена герметизирующая втулка 28. В исходном положении циркуляционные окна 27 корпуса 26 перекрыты герметизирующей втулкой 28, которая зафиксирована, например, разрушающимся креплением 29. Внутренний диаметр герметизирующей втулки 28 меньше внутреннего диаметра

герметизирующей втулки 7. В нижней части корпуса 26 выполнены радиальные отверстия, в которых расположены прокалывающие элементы 30, в которых выполнены гидромониторные отверстия 31. С прокалывающими элементами 30 контактирует толкатель 32.

5 Устройство работает следующим образом.

После привязки устройства ремонта нефтяных и/или газовых скважин геофизической партией прокалывающий перфоратор устанавливается в интервале продуктивного пласта.

10 При нагнетании насосной установкой с поверхности скважины рабочей жидкости в трубы НКТ создается давление, под воздействием которого толкатель 32 проталкивает прокалывающие элементы 30 за пределы корпуса 26, формируя отверстия 33 в обсадной трубе эксплуатационной колонны (Фиг. 3). Одновременно с этим, через гидромониторные отверстия 31 рабочая жидкость в виде струй проникает в пласт и формирует в нем каверны. При необходимости перфорация повторяется несколько раз  
15 (происходит в несколько заходов или несколько этапов).

По завершении перфорации подача рабочей жидкости прекращается, прокалывающие элементы 30 устанавливаются в исходное положение, что позволяет устройству перемещаться в эксплуатационной колонне. Далее пакер 2 переключается из  
20 транспортного положения в рабочее посредством нескольких возвратно-поступательных движений устройства. При конечном движении вниз устройства центрирующие элементы 23 пакера 3, контактирующие с внутренней поверхностью эксплуатационной колонны, за счет силы трения мягко фиксируют в ней подвижный элемент 21. При дальнейшем движении устройства вниз подвижный конус 20 начинает контактировать с анкерными элементами 22, расклинивая их. В таком положении анкерные элементы являются  
25 опорой для всего устройства ремонта нефтяных и/или газовых скважин и обеспечивают жесткую фиксацию пакера 3 в эксплуатационной колонне. Под действием веса труб НКТ уплотнительные манжеты 19 сдавливаются в осевом направлении и расширяются в радиальном направлении, герметично отделяя надпакерное и подпакерное затрубное пространство.

30 Далее при перекрытии полости герметизирующей втулки 28 внешним элементом 34 (например, шаром) и последующей подаче давления в корпус перфоратора 4, герметизирующая втулка 28 перемещается, разрушая элемент 29, и открывает циркуляционные окна 27, препятствуя подаче жидкости ГРП к толкателю 32. Через  
35 открытые циркуляционные окна 27 в пласт подается жидкость ГРП. Одновременно с этим через гидравлическую связь жидкость ГРП выталкивает подвижные элементы 25 с противоскользкой контактной поверхностью, дополнительно фиксируя его в эксплуатационной колонне и тем самым дополнительно снижая риск смещения устройства под действием высоких давлений ГРП.

В нерабочем состоянии насоса вставка 6 отсутствует. Далее, при помещении вставки  
40 6 в корпус 5 струйного насоса и создании давления в трубах НКТ, вставка 6 вместе с герметизирующей втулкой 7, разрушив крепление 16, устанавливается на выступ 8 в корпусе 5. При подаче рабочей жидкости в циркуляционные отверстия 14 она поднимается вверх по трубам НКТ через сопло 12 и диффузор 13. При этом в камере смещения 10 сразу за соплом 12 струя рабочей жидкости создает зону пониженного  
45 давления. Канал 15 в корпусе 5 гидравлически связывает камеру смещения 10 и подпакерное пространство. Жидкость ГРП течет в сторону пониженного давления: из пласта в подпакерное пространство, далее в циркуляционные окна 27, далее вверх по трубам НКТ 1, в стволе пакера 3, через канал 15 в корпусе 5 струйного насоса в камеру

смешения 10, где жидкость ГРП смешивается с рабочей жидкостью, и смешанный поток, проходя через диффузор 13, поднимается по трубам НКТ на поверхность (Фиг. 7).

Способ ремонта нефтяных и/или газовых скважин по первому варианту осуществляется следующим образом.

5 Перед тем как осуществить спуск устройства в предварительно подготовленную скважину (очистка внутренней поверхности эксплуатационной колонны), устройство в составе струйного насоса 2, пакера 3 и перфоратора 4 монтируют на НКТ (далее насосно-компрессорные трубы) 1 в последовательности сверху вниз. Далее устройство в сборе спускают в скважину на глубину, соответствующую продуктивному пласту.

10 После привязки устройства геофизической партией прокалывающие элементы 30 устанавливаются в той части продуктивного пласта, которая подлежит перфорации. Далее подают рабочую жидкость в полость НКТ, и при достижении рабочего давления толкатель 32 проталкивает прокалывающие элементы 30 за пределы корпуса 26 до образования отверстий 33 в обсадной трубе эксплуатационной колонны.

15 Одновременно через гидромониторные отверстия 31 рабочая жидкость в виде струй проникает в пласт и формирует в нем каверны (Фиг. 3). При необходимости производят формирование отверстий 33 в обсадной трубе и каверн на нескольких уровнях продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близко лежащих продуктивных пластов.

20 Далее перемещают устройство и устанавливают пакер 3 над продуктивным пластом вблизи его верхней границы, фиксируя его с помощью анкерных элементов 22, и герметично отделяют надпакерное и подпакерное затрубное пространство за счет расширенных в радиальном направлении уплотнительных манжет 19 (Фиг. 4).

25 Далее за счет свободного падения внешнего элемента 34 перекрывают полость герметизирующей втулки 28 и нагнетают давление в полость перфоратора 4 до разрушения элементов 29 и перемещения втулки 28, при этом открываются циркуляционные окна 27.

30 Далее с поверхности подают жидкость ГРП и нагнетают давление в широком диапазоне, верхняя граница которого может превышать 1000 атмосфер, не повреждая элементы скважины.

35 По достижении давления разрыва пласта образовавшиеся в нем трещины заполняются жидкостью ГРП с повышенной скоростью за счет снижения сопротивления прокачке жидкости ГРП, поскольку жидкость ГРП имеет сложный состав, содержит взвесь твердых частиц (проппант), которые могут затруднять ее прокачку через оборудование в пласт (Фиг. 5).

40 При необходимости извлечения жидкости ГРП из продуктивного пласта в корпус 5 струйного насоса 2 помещают вставку 6 и нагнетанием давления в НКТ перемещают ее до совмещения циркуляционных отверстий 14 с полостью 11. После чего прекращают подачу давления в НКТ и подают его в надпакерное затрубное пространство, создавая зону пониженного давления в камере смешения 10 при прохождении рабочей жидкости через сопло 12 и диффузор 13. За счет этого восходящий поток жидкости ГРП течет через канал 15 и камеру 10, смешивается с восходящим потоком рабочей жидкости и выносится на поверхность. После окончания отбора жидкости ГРП прекращается нагнетание давления в НКТ, пакер переводится в транспортное положение, разобращенные ранее надпакерное и подпакерное пространства совмещаются и устройство извлекается из скважины (Фиг. 7).

Осуществление способа ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту преимущественно, например, для нагнетательных скважин, используемых

для поддержания пластового давления, когда не требуется извлечение жидкости ГРП из пласта. При этом способ реализуется за меньшее время за счет исключения операции отбора струйным насосом жидкости ГРП из пласта.

5 Устройство по второму варианту содержит установленные на трубах НКТ 1 (сверху вниз) пакер и гидромеханический перфоратор, конструкция которых аналогична конструкциям пакера 3 и гидромеханического перфоратора 4 (Фиг. 8).

Пакер устройства для ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту содержит гидроякорь 18 с эластичными уплотнительными манжетами 19, с которыми взаимодействует подвижный конус 20, и подвижный элемент 21 в составе анкерных элементов 22 и центрирующих элементов 23 (Фиг. 9). Все элементы пакера установлены на стволе 24 в виде полой трубы. Гидроякорь 18 содержит подвижные элементы 25 с противоскользкой контактной поверхностью, гидравлически связанные с внутренней полостью ствола 24 пакера 3. Перфоратор содержит корпус 26 в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна 27 с проходным сечением не менее площади проходного сечения труб НКТ. В верхней части корпуса установлена герметизирующая втулка 28. В исходном положении циркуляционные окна 27 корпуса 26 перекрыты герметизирующей втулкой 28, которая зафиксирована, например, разрушающимся креплением 29. Внутренний диаметр герметизирующей втулки 28 меньше внутреннего диаметра герметизирующей втулки 7. В нижней части корпуса 26 выполнены радиальные отверстия, в которых расположены прокалывающие элементы 30, в которых выполнены гидромониторные отверстия 31. С прокалывающими элементами 30 контактирует толкатель 32.

Устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту работает следующим образом.

25 После привязки устройства ремонта нефтяных и/или газовых скважин геофизической партией прокалывающий перфоратор устанавливается в интервале продуктивного пласта.

При нагнетании насосной установкой с поверхности скважины рабочей жидкости в трубы НКТ создается давление, под воздействием которого толкатель 32 проталкивает прокалывающие элементы 30 за пределы корпуса 26, формируя отверстия 33 в обсадной трубе эксплуатационной колонны (Фиг. 10). Одновременно с этим, через гидромониторные отверстия 31 рабочая жидкость в виде струй проникает в пласт и формирует в нем каверны. При необходимости перфорация повторяется несколько раз (происходит в несколько заходов или несколько этапов).

35 По завершении перфорации подача рабочей жидкости прекращается, прокалывающие элементы 30 устанавливаются в исходное положение, что позволяет устройству перемещаться в эксплуатационной колонне. Далее пакер 2 переключается из транспортного положения в рабочее посредством нескольких возвратно-поступательных движений устройства. При конечном движении вниз устройства центрирующие элементы 40 23 пакера 3, контактирующие с внутренней поверхностью эксплуатационной колонны, за счет силы трения мягко фиксируют в ней подвижный элемент 21 (Фиг. 11). При дальнейшем движении устройства вниз подвижный конус 20 начинает контактировать с анкерными элементами 22, расклинивая их. В таком положении анкерные элементы являются опорой для всего устройства ремонта нефтяных и/или газовых скважин и обеспечивают жесткую фиксацию пакера 3 в эксплуатационной колонне. Под действием веса труб НКТ 1 уплотнительные манжеты 19 сдавливаются в осевом направлении и расширяются в радиальном направлении, герметично отделяя надпакерное и подпакерное затрубное пространства.

Далее при перекрытии полости герметизирующей втулки 28 внешним элементом 34 (например, шаром) и последующей подаче давления в корпус перфоратора 4 герметизирующая втулка 28 перемещается, разрушая элемент 29, и открывает циркуляционные окна 27, препятствуя подаче жидкости ГРП к толкателю 32 (Фиг. 12).

5 Через открытые циркуляционные окна 27 в пласт подается жидкость ГРП. Одновременно с этим через гидравлическую связь жидкость ГРП выталкивает подвижные элементы 25 с противоскользкой контактной поверхностью, дополнительно фиксируя его в эксплуатационной колонне и тем самым дополнительно снижая риск смещения устройства под действием высоких давлений ГРП.

10 Способ ремонта нефтяных и/или газовых скважин по второму варианту осуществляется следующим образом.

Перед тем как осуществить спуск устройства в предварительно подготовленную скважину (очистка внутренней поверхности эксплуатационной колонны) устройство в составе пакера 3 и перфоратора 4 монтируют на НКТ 1 в последовательности сверху  
15 вниз. Устройство в сборе спускают в скважину на глубину, соответствующую продуктивному пласту, устанавливая прокалывающие элементы 30 в той части продуктивного пласта, которая подлежит перфорации. Далее подают рабочую жидкость в полость НКТ и, при достижении рабочего давления толкатель 32 проталкивает прокалывающие элементы 30 за пределы корпуса 26 до образования отверстий 33 в  
20 обсадной трубе эксплуатационной колонны.

Одновременно через гидромониторные отверстия 31 рабочая жидкость в виде струй проникает в пласт и формирует в нем каверны (Фиг. 10). При необходимости производят  
25 формирование отверстий 33 в обсадной трубе и каверн на нескольких уровнях продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близко лежащих продуктивных пластов. Далее перемещают устройство и устанавливают пакер над продуктивным  
пластом, вблизи его верхней границы, фиксируя его с помощью анкерных элементов 22, и герметично отделяют надпакерное и подпакерное затрубное пространство за счет  
расширенных в радиальном направлении уплотнительных манжет 19 (Фиг. 11).

После этого за счет свободного падения внешнего элемента 34 перекрывают полость  
30 герметизирующей втулки 28 и нагнетают давление в полость перфоратора до разрушения элементов 29 и перемещения втулки 28, при этом открываются циркуляционные окна 27 (Фиг. 12).

Далее с поверхности подают жидкость ГРП и нагнетают давление в широком диапазоне, верхняя граница которого может превышать 1000 атмосфер.

35 По достижении давления разрыва пласта образовавшиеся в нем трещины заполняются жидкостью ГРП с повышенной скоростью за счет снижения сопротивления прокачке жидкости ГРП, поскольку жидкость ГРП имеет сложный состав, содержит взвесь  
твердых частиц (пропант), которые могут затруднять ее прокачку через оборудование в пласт.

40 После прекращения нагнетания давления в НКТ пакер переводится в транспортное положение, разобщенные ранее надпакерное и подпакерное пространства совмещаются и устройство извлекается из скважины.

Предложенные для патентования варианты способа ремонта нефтяных и/или газовых скважин и варианты устройства для их осуществления позволяют расширить диапазон  
45 рабочих давлений при ГРП свыше 1000 атм, что позволяет использовать их практически при любых геологических условиях. Конструкция устройств, обеспечивающая герметизацию надпакерного и подпакерного пространства, позволяют компенсировать негативное воздействие на эксплуатационную колонну высоких рабочих давлений при

ГРП. Кроме того, широкие циркуляционные окна перфоратора позволяют значительно увеличить скорость закачки жидкости ГРП, обеспечивая его успешное проведение, исключая преждевременную остановку.

5 Использование струйного насоса, оснащенного герметизирующей втулкой, оптимизирует извлечение из пласта жидкостей, чужеродных пластовому флюиду. В целом способ высокотехнологичен за счет высокой скорости ГРП с одновременным повышением его качества и исключения возможного разрушающего воздействия высоких давлений на элементы скважины.

10 (57) Формула изобретения

1. Способ ремонта нефтяных и/или газовых скважин, включающий спуск в скважину устройства, оснащенного пакером и перфоратором в нижней части насосно-компрессорных труб, на глубину, соответствующую продуктивному пласту, подачу под давлением рабочей жидкости в полость насосно-компрессорных труб и перфоратор, 15 посредством разрушающих элементов которого обеспечивают гидравлическое сообщение эксплуатационной колонны с пластом на по крайней мере одном уровне продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близколежащих продуктивных пластов, после чего приводят разрушающие элементы перфоратора в нерабочее положение, перекрывая к ним доступ рабочей жидкости, далее, перемещая устройство, 20 устанавливают пакер над продуктивным пластом, осуществляют герметичное отделение надпакерного и подпакерного затрубного пространства и осуществляют открытие циркуляционных окон перфоратора, далее производят подачу в НКТ жидкости ГРП под давлением, соответствующим давлению разрыва пласта, и осуществляют ГРП до образования трещин разрыва с последующим их креплением, далее приводят в рабочее состояние струйный насос и последующим нагнетанием рабочей жидкости под давлением 25 в насос создают перепад давлений в подпакерной зоне и продуктивном пласте, посредством которого из пласта извлекается жидкость ГРП на поверхность, после чего пакер приводят в нерабочее положение и устройство извлекают из скважины.

2. Способ ремонта нефтяных и/или газовых скважин, включающий спуск в скважину устройства, оснащенного пакером и перфоратором в нижней части насосно-компрессорных труб, на глубину, соответствующую продуктивному пласту, подачу под давлением рабочей жидкости в полость насосно-компрессорных труб и перфоратор, 30 посредством разрушающих элементов которого обеспечивают гидравлическое сообщение эксплуатационной колонны с пластом на по крайней мере одном уровне продуктивного пласта и/или на уровнях нескольких близколежащих продуктивных пластов, после чего приводят разрушающие элементы перфоратора в нерабочее положение, перекрывая к ним доступ рабочей жидкости, далее, перемещая устройство, устанавливают пакер над продуктивным пластом, осуществляют герметичное отделение надпакерного и подпакерного затрубного пространства и осуществляют открытие 40 циркуляционных окон перфоратора, далее производят подачу в НКТ жидкости ГРП под давлением, соответствующим давлению разрыва пласта, и осуществляют ГРП до образования трещин разрыва с последующим их креплением, после чего пакер приводят в нерабочее положение, и устройство извлекают из скважины.

3. Устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин, содержащее 45 установленные на НКТ струйный насос, пакер и перфоратор, при этом насос содержит корпус в виде полого цилиндра, в котором установлена с возможностью осевого перемещения герметизирующая втулка, на которую свободно устанавливается вставка с эжекторным узлом; пакер содержит механизм крепления в эксплуатационной колонне,

эластичные элементы; перфоратор содержит корпус в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна, площадь проходного сечения которых не менее площади проходного сечения труб НКТ, а в нижней части корпуса выполнены радиальные отверстия, в которых установлены разрушающие элементы, при этом во  
5 внутренней полости корпуса перфоратора размещены втулка с возможностью перемещения относительно корпуса и приводной элемент, контактирующий с разрушающими элементами.

4. Устройство для ремонта нефтяных и/или газовых скважин, содержащее установленные на НКТ пакер и перфоратор, при этом пакер содержит механизм  
10 крепления в эксплуатационной колонне, эластичные элементы; перфоратор содержит корпус в виде стакана, в верхней части которого выполнены циркуляционные окна, площадь проходного сечения которых не менее площади проходного сечения труб НКТ, а в нижней части корпуса выполнены радиальные отверстия, в которых  
15 установлены разрушающие элементы, при этом во внутренней полости корпуса перфоратора размещены втулка с возможностью перемещения относительно корпуса и приводной элемент, контактирующий с разрушающими элементами.

20

25

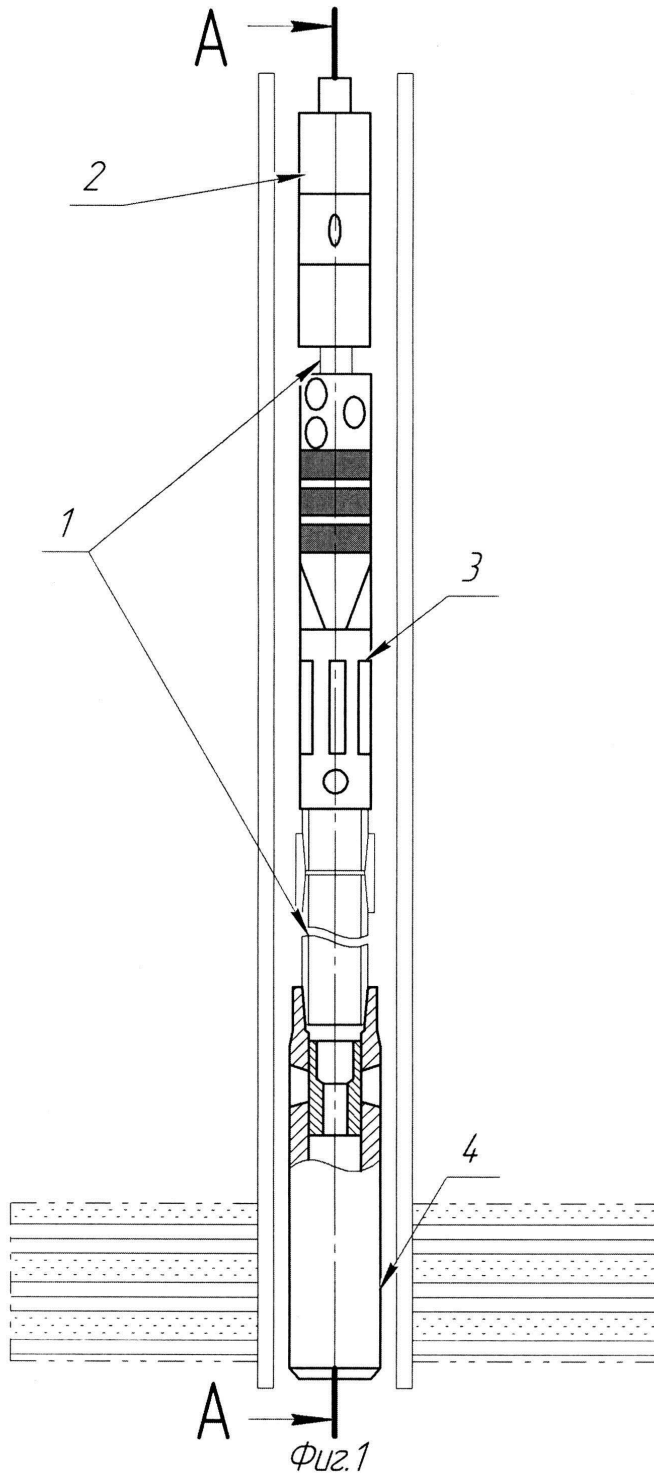
30

35

40

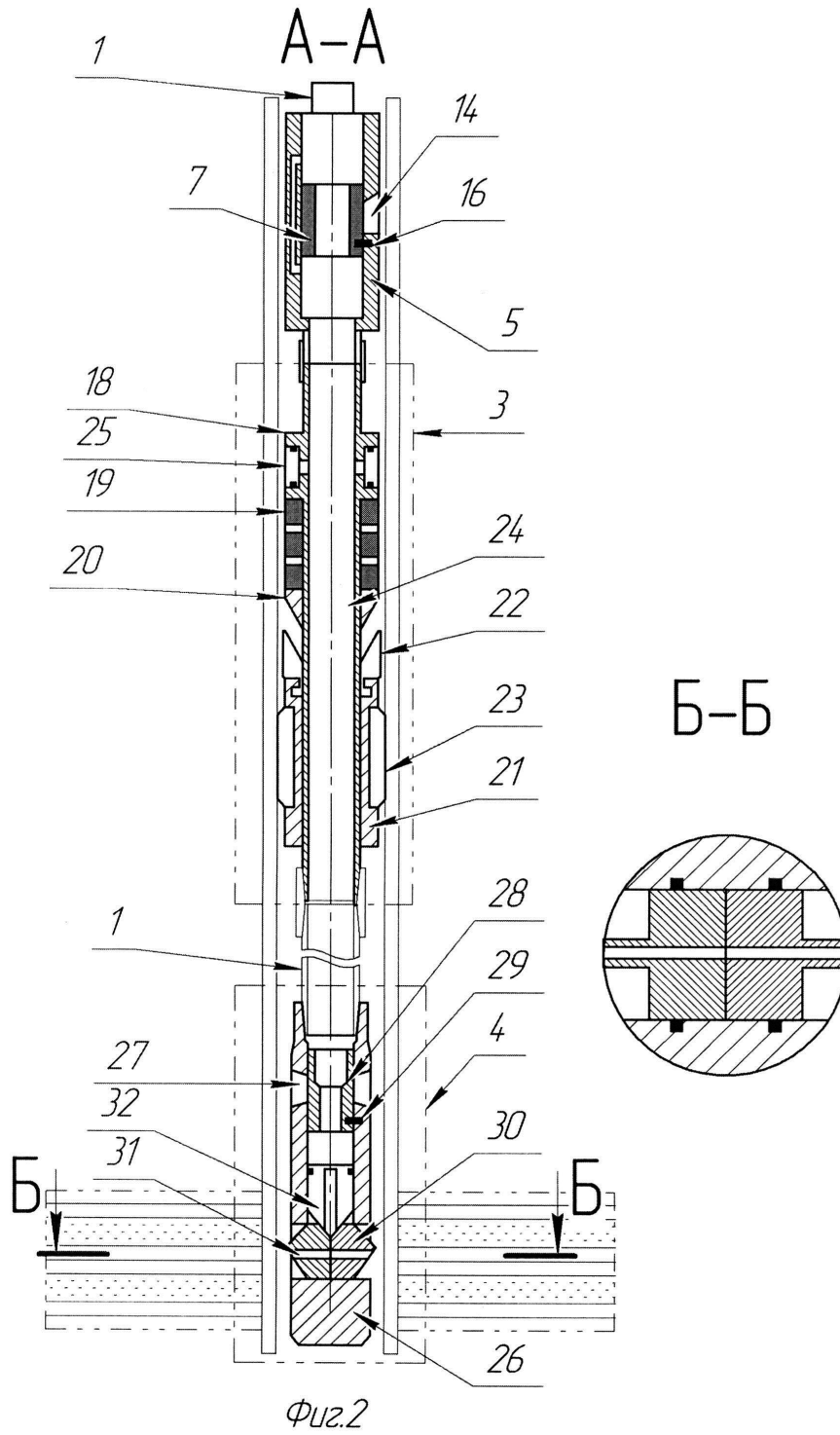
45

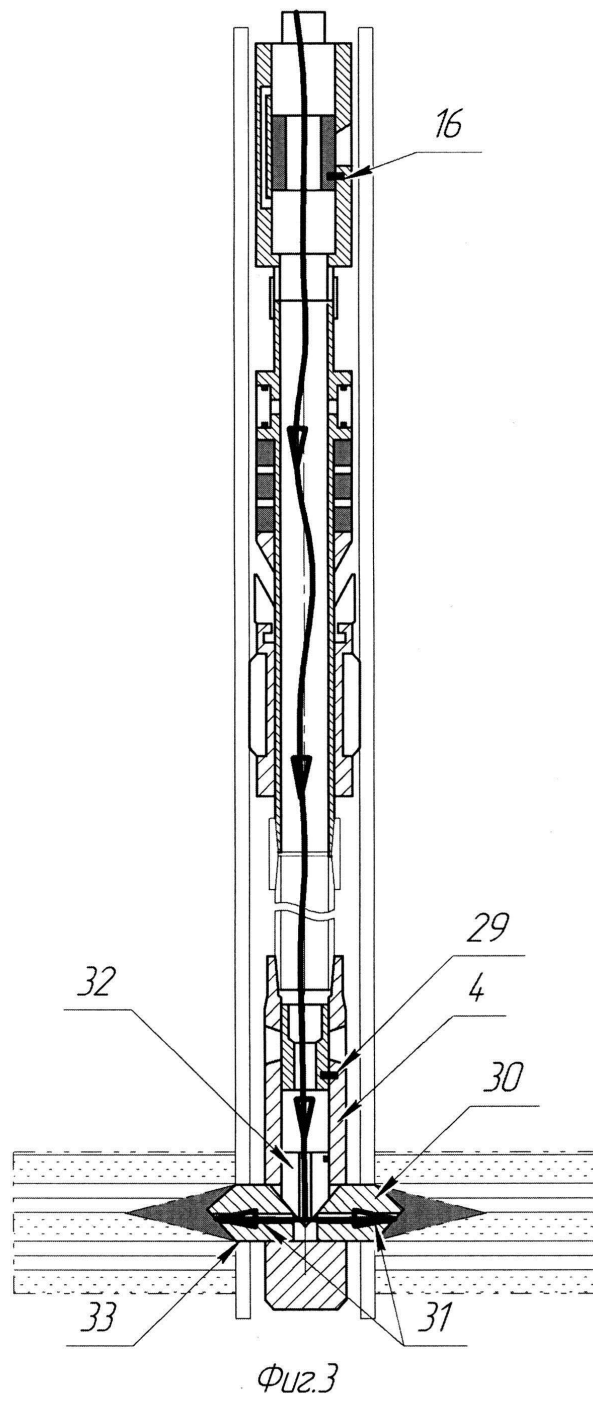
1

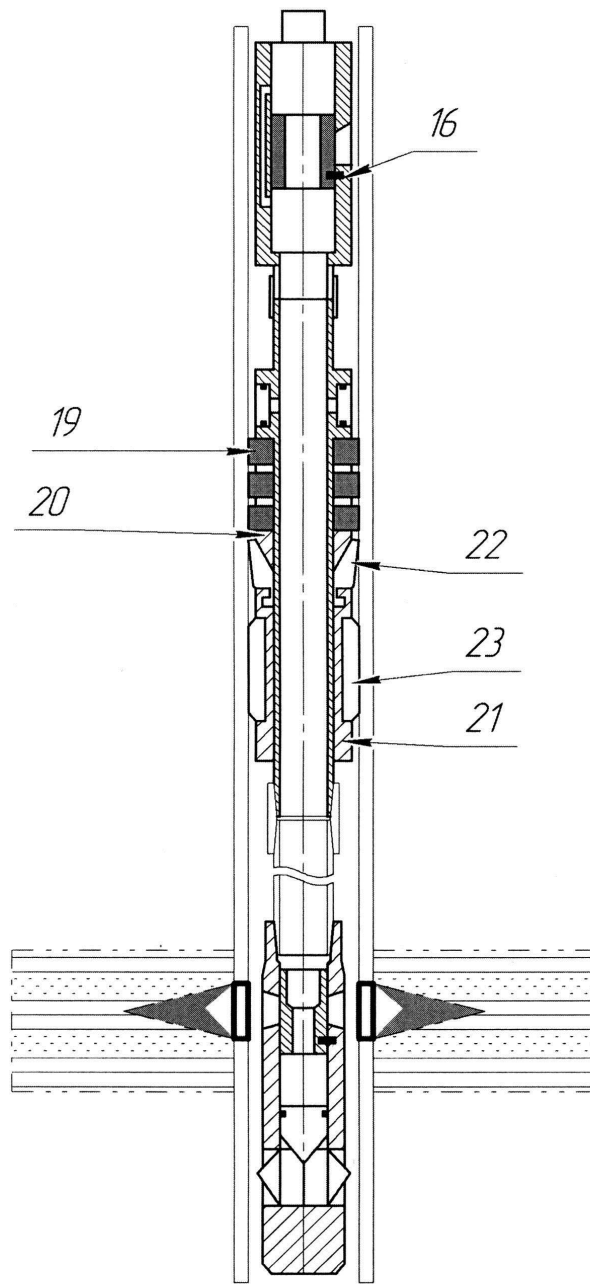


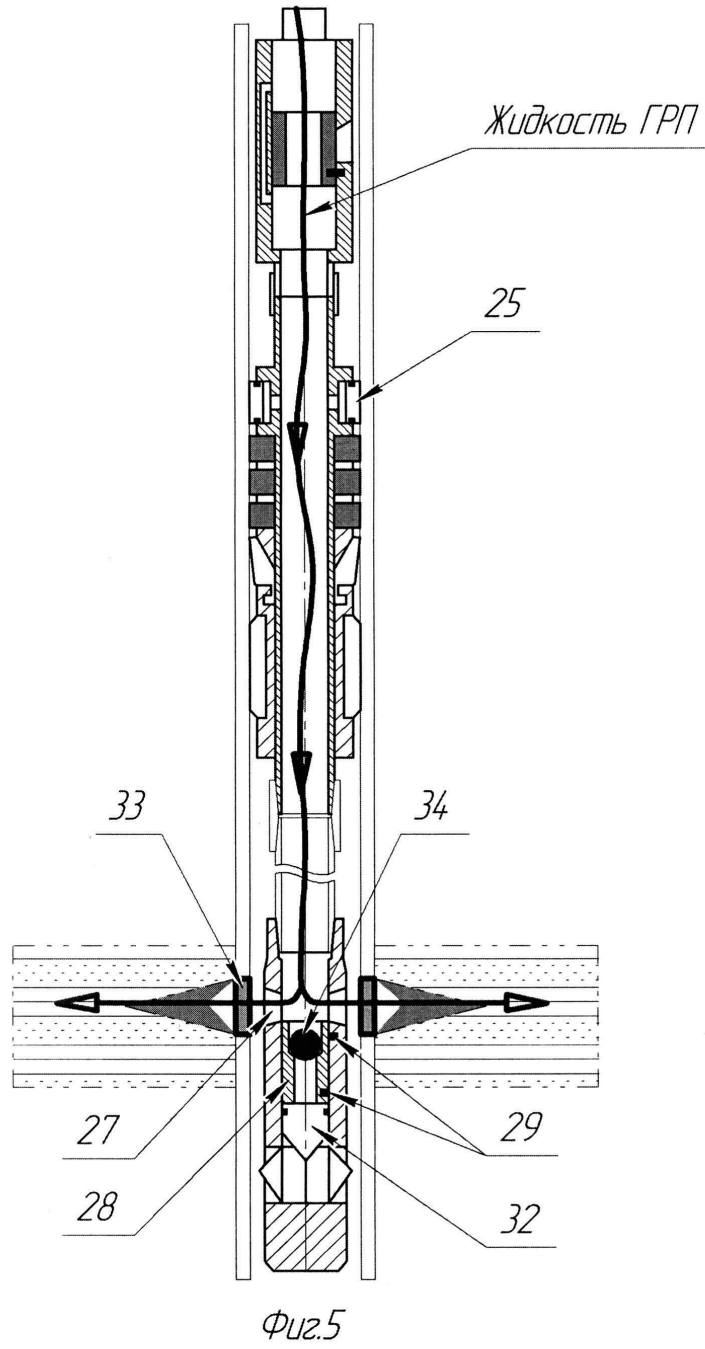
2

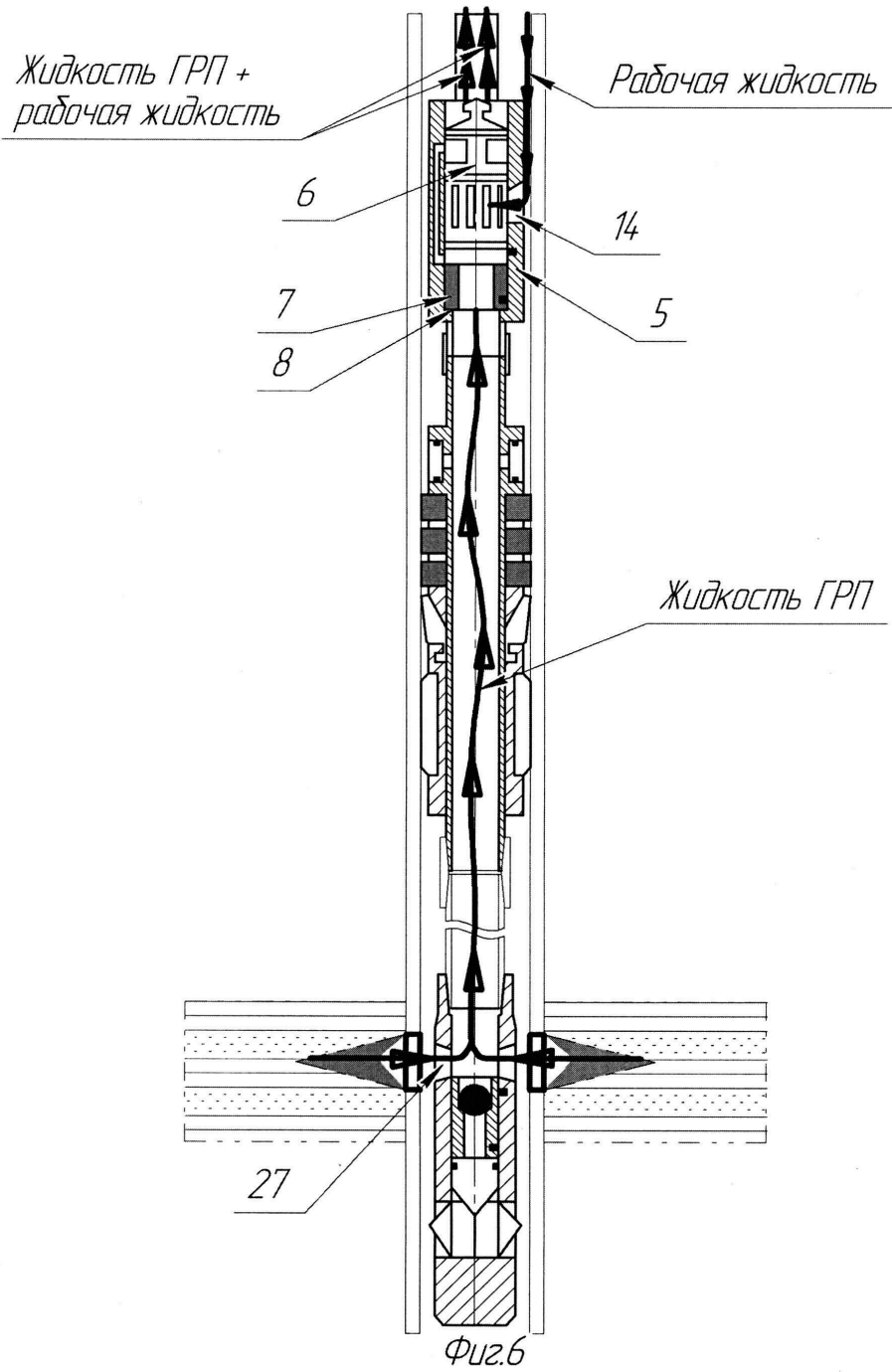


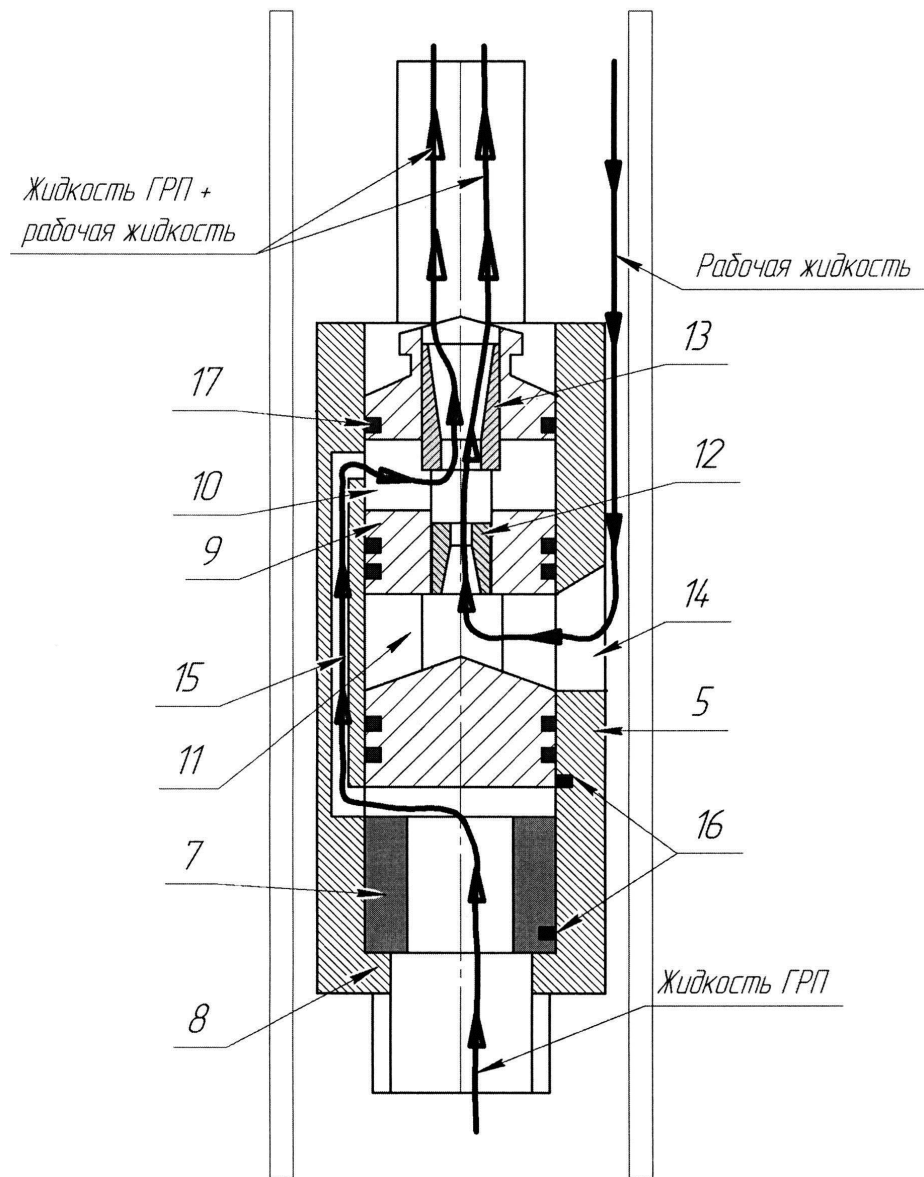




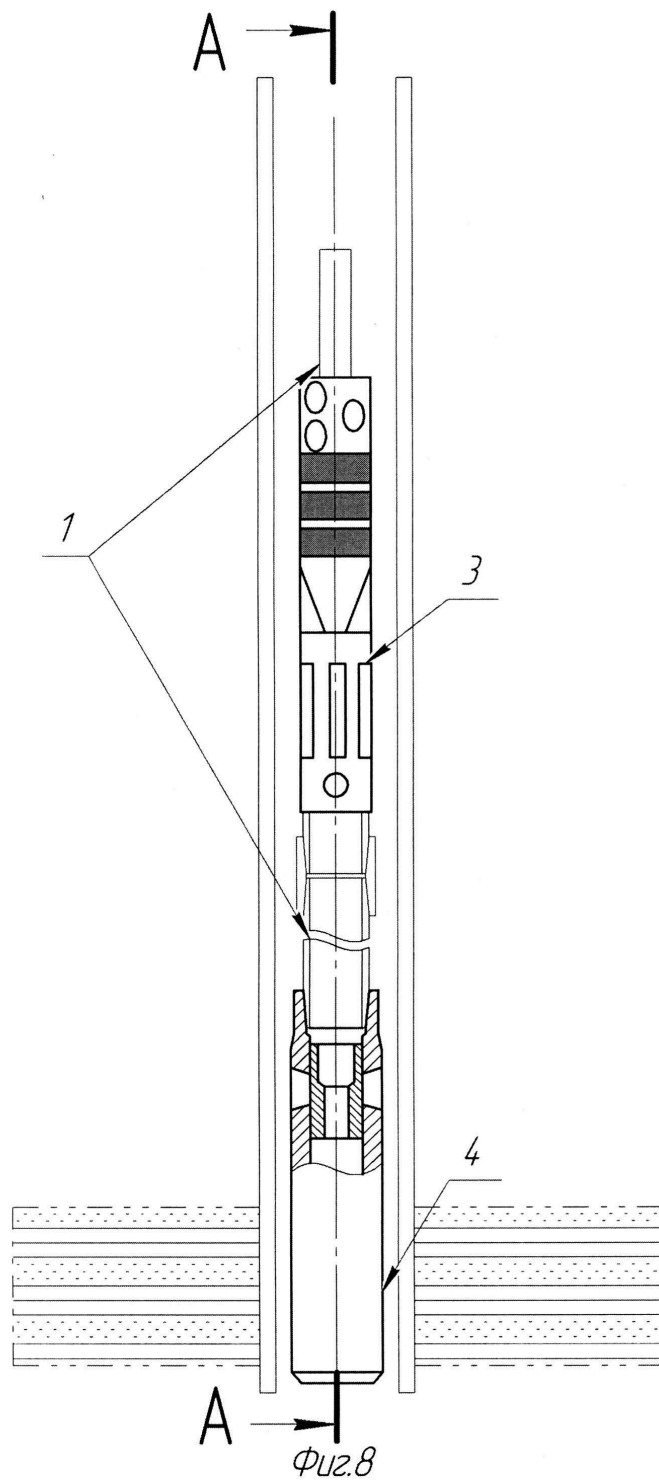


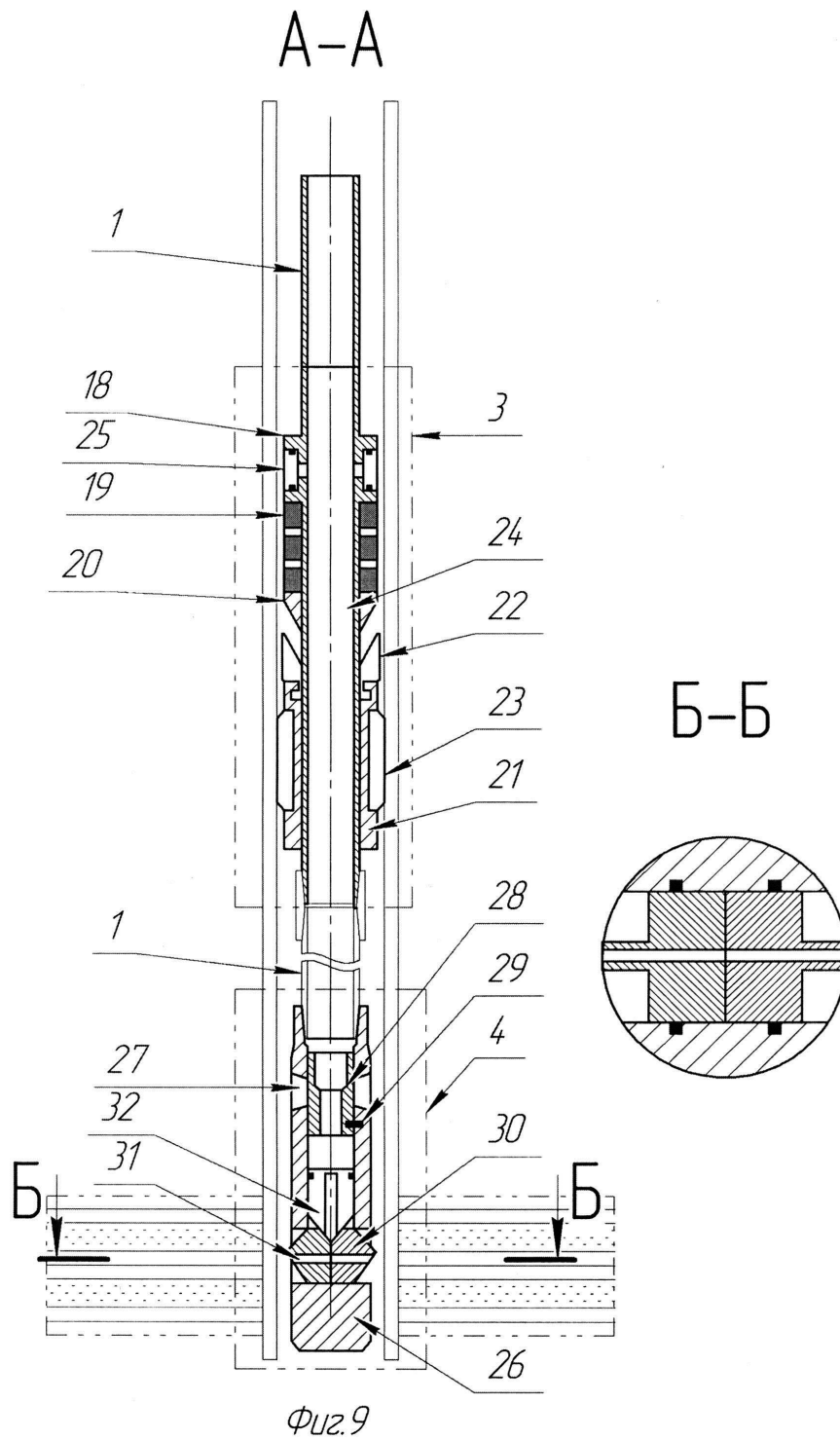




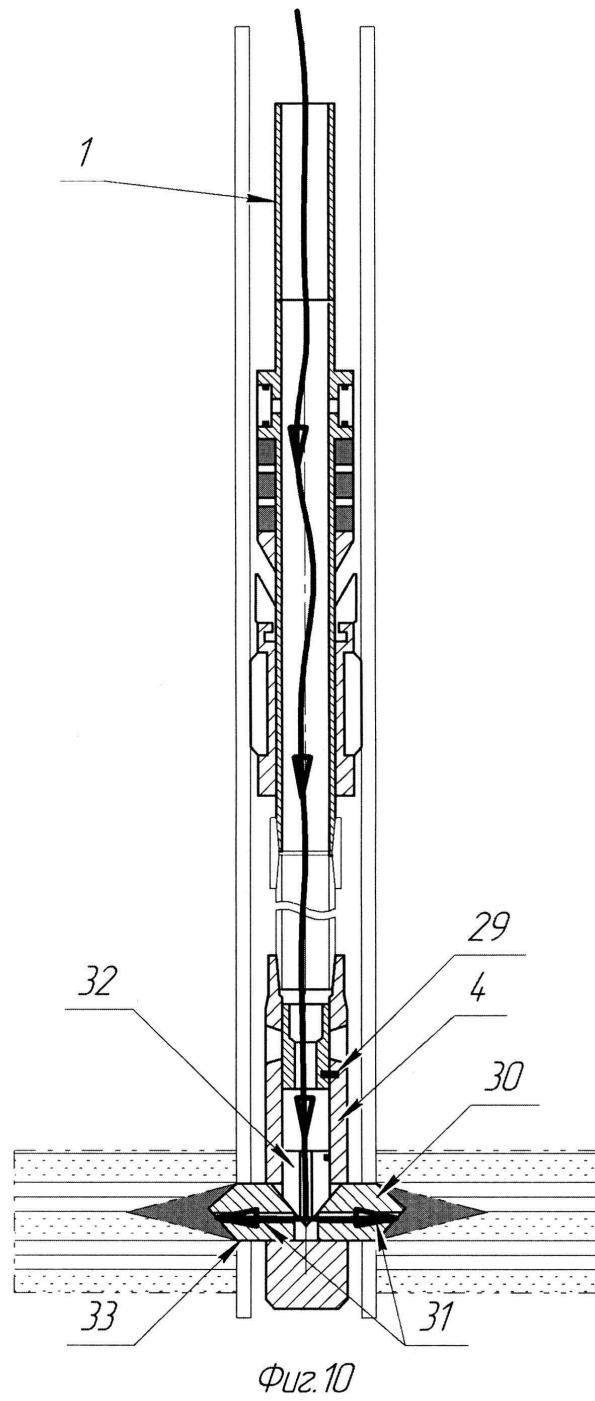


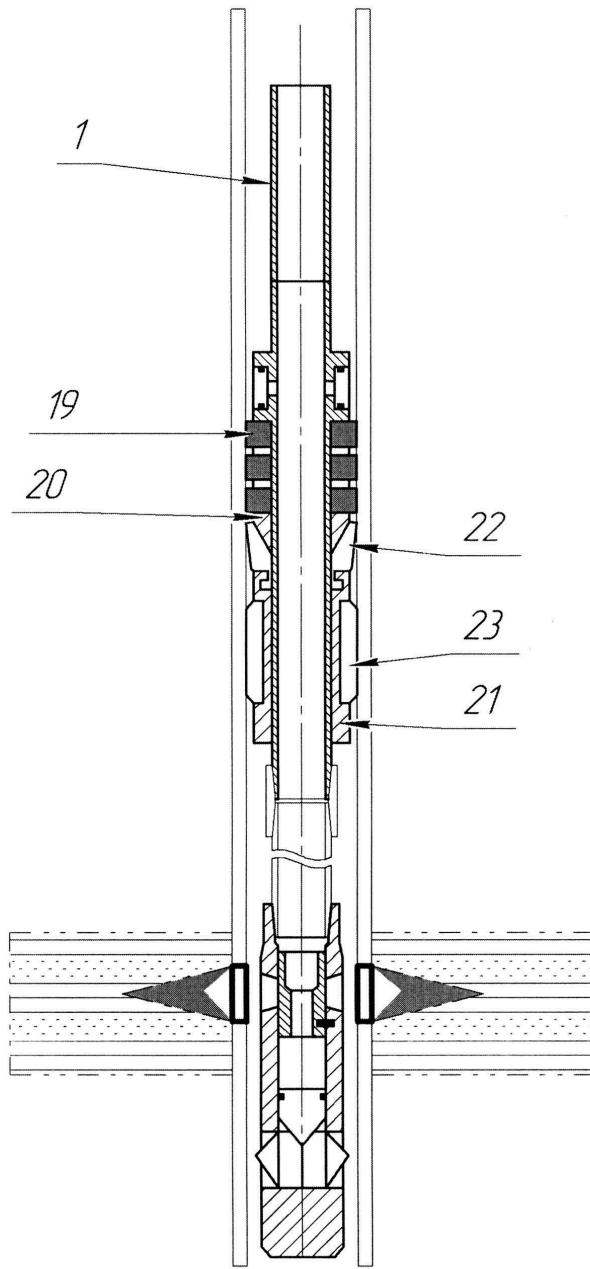
Фиг.7



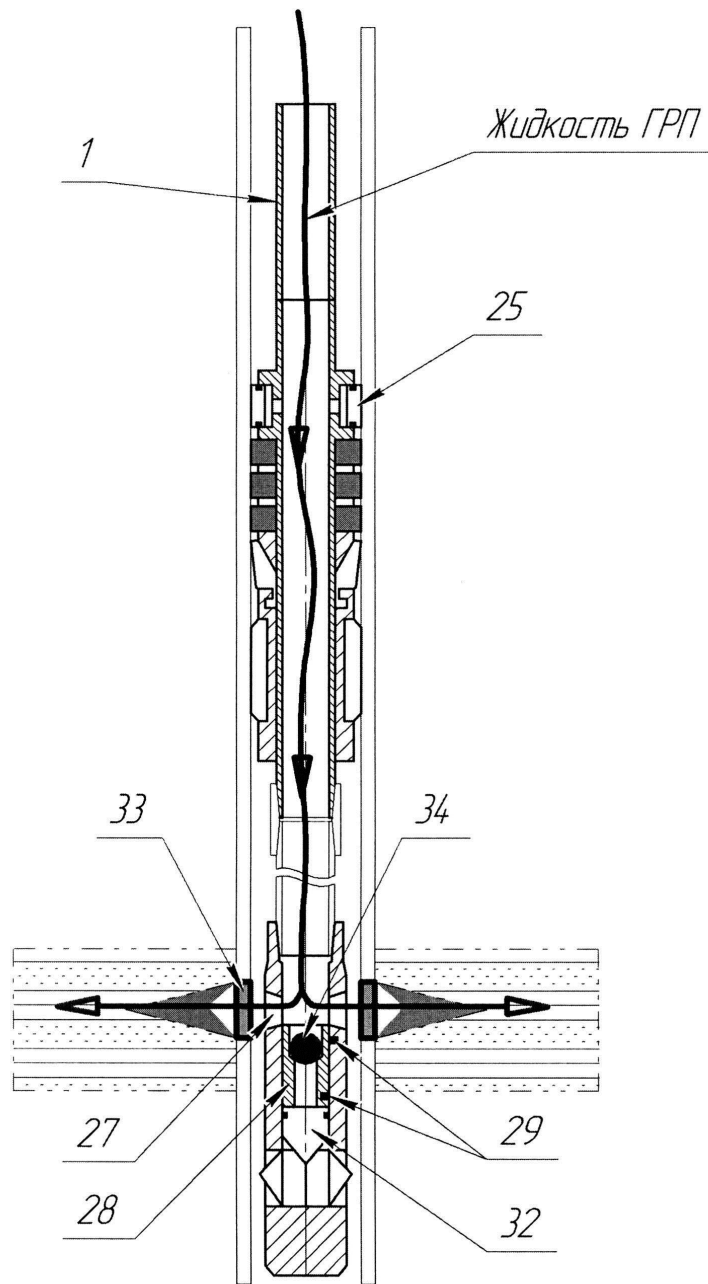








Фиг. 11



Фиг.12