



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21)(22) Заявка: **2010124631/03, 15.06.2010**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**15.06.2010**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **15.06.2010**(45) Опубликовано: **10.01.2012** Бюл. № 1(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2295625 C2, 20.03.2007. RU 2300668 C2, 10.06.2007. RU 2305748 C1, 10.09.2007. RU 2328590 C1, 10.07.2008. RU 2331758 C2, 20.08.2008. RU 91373 U1, 10.02.2010. US 5782298 A, 21.07.1998.**

Адрес для переписки:

**628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск, ОПС 16, а/я 1089, М.З.о. Шарифову**

(72) Автор(ы):

**Шарифов Махир Зафар оглы (RU),  
Леонов Василий Александрович (RU),  
Азизов Фатали Хубали оглы (RU),  
Ибадов Гахир Гусейн оглы (AZ),  
Набиев Адил Дахил оглы (AZ),  
Халилов Зияфет Халил оглы (AZ),  
Гусейнов Руслан Чингиз оглы (AZ),  
Джабарова Роза Гусейновна (RU),  
Набиев Муслим Нушираван оглы (AZ)**

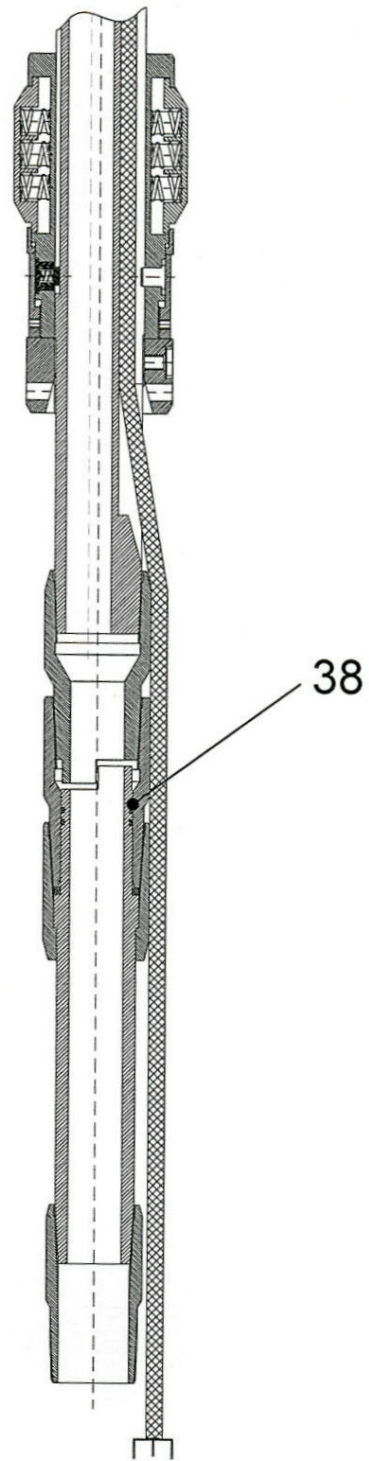
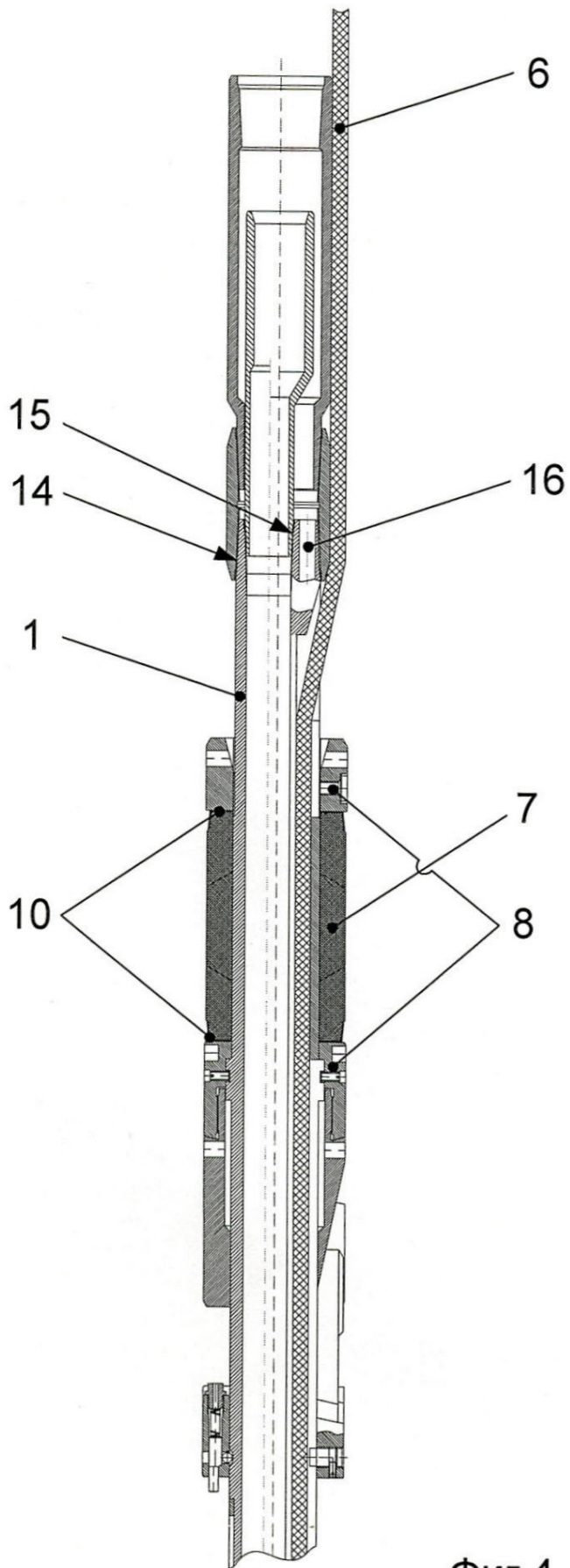
(73) Патентообладатель(и):

**Шарифов Махир Зафар оглы (RU)****(54) ПАКЕРНАЯ КАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОГО ИЛИ  
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНО НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНЫ (ВАРИАНТЫ)**

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к технике и технологии добычи углеводородов и может быть применена для эксплуатации одного или одновременно-раздельно нескольких пластов скважины. Пакерная кабельная система включает в себя один или несколько пакеров, спускаемых в добывающую или нагнетательную скважину (с герметичной или негерметичной эксплуатационной колонной), выше пласта и/или между пластами, на колонне труб с одним или несколькими кабельными глубинными устройствами. Она может быть оснащена перепускной системой в виде посадочного опорного устройства без или с перепускными поперечными каналами и перепускного узла. Пакерная кабельная система оснащена, по крайней мере, одним шарнирным узлом.

Наружный продольный паз ствола по всей его длине выполнен наподобие ласточкиного хвоста. На участке под уплотнительными манжетами паз выполнен в виде прямоугольного паза, а сверху его установлена и застопорена защитная скоба из твердого или мягкого материала. При этом наружный продольный паз по всей наружной поверхности кабеля на участке ствола под уплотнительными манжетами заполнен герметизатором из эластичного материала. В качестве герметизатора используется сплошная или разрезанная полая резина, фторопласт либо же другие эластичные материалы. Технический результат заключается в повышении надежности как при монтаже, так и при работе пакерной кабельной системы в добывающей и нагнетательной скважине. 4 н.п. ф-лы, 13 ил.



Фиг.4



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2010124631/03, 15.06.2010**(24) Effective date for property rights:  
**15.06.2010**

Priority:

(22) Date of filing: **15.06.2010**(45) Date of publication: **10.01.2012 Bull. 1**

Mail address:

**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk, OPS  
16, a/ja 1089, M.Z.o. Sharifovu**

(72) Inventor(s):

**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),  
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),  
Azizov Fatali Khubali ogly (RU),  
Ibadov Gakhir Gusejn ogly (AZ),  
Nabiev Adil Dakhil ogly (AZ),  
Khalilov Zijafet Khalil ogly (AZ),  
Gusejnov Ruslan Chingiz ogly (AZ),  
Dzhabarova Roza Gusejnovna (RU),  
Nabiev Muslim Nushiravan ogly (AZ)**

(73) Proprietor(s):

**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU)**(54) **PACKER SYSTEM FOR SINGLE OR SIMULTANEOUS SEPARATE OPERATION OF WELL BEDS (VERSIONS)**

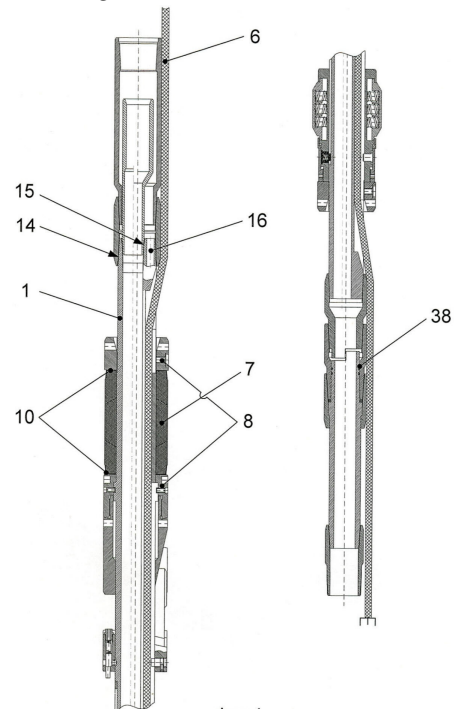
(57) Abstract:

FIELD: gas and oil production.

SUBSTANCE: packer cable system includes one or more packers lowered into production or injection well (with sealed or unsealed production string) above a bed and/or between beds on a pipe string with one or more bottomhole cable devices. The system can feature bypass system in the form of setting support with or without transverse bypass ducts, and bypass unit. Packer cable system is equipped with at least one articulated unit. External lengthwise slot along the full length of wellbore is made in the form of dovetail. At the area under sealing cups, the slot is rectangular, with safety bracket out of hard or soft material mounted and fixated over it. External lengthwise slot over the full external surface of cable at wellbore section under sealing cups is filled with elastic sealing material. Solid or cut rubber, fluoroplastic or other elastic materials are used as sealing material.

EFFECT: enhanced reliability both in installation and in operation of packer cable system in production and injection wells.

4 cl, 13 dwg



Фиг.4

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов и может быть использовано для добывающих или нагнетательных скважин, оснащенных, по меньшей мере, кабельными как глубинными устройствами (например, электропогружным насосом, измерительным прибором, клапаном-отсекателем или регулятором и пр.), так и пакерами (например, механического, в том числе опорного, гидромеханического, гидравлического, электрического, импульсного или комбинированного действия), в частности: - для изоляции негерметичного участка эксплуатационной колонны или интервала перфорации неэксплуатируемого пласта выше насосной установки; - для одновременно-раздельной эксплуатации (исследования, закачки воды или добычи флюида) нескольких пластов одной скважины; - для внутрискважинной закачки электропогружным насосом воды из одного пласта в другой пласт; - для внутрискважинной сепарации воды из добываемой насосом жидкости продуктивного пласта и направления ее в нагнетательный пласт, а нефти - к устью скважины.

Известные решения насосных установок и для них пакеров с кабельным вводом:

1. Насосная пакерная установка для отбора нефти из двух пластов - см. Издательство «Недра», Москва, 1974. Р.А.Максутов, Б.Е.Доброскок, Ю.В.Зайцев. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений, стр.75, рис.45. Установка содержит спущенные в скважину на колонне труб электропогружной насос с силовым кабелем и пакер, расположенный выше него между пластами. Недостатком этой установки является то, что силовой кабель от насоса ЭЦН проходит через внутренний канал пакера и контактирует с движущейся добываемой жидкостью. Это осложняет ввод кабеля через пакер на устье скважины и приводит к износу кабеля внутри пакера при работе скважины. Кроме того, в установке отсутствует конструкция уплотнения кабеля как в узлах выше и/или ниже пакера, так и в самом пакере.
2. Пакер Гарипова, разработка ООО НПО «Новые нефтяные технологии» - см. Патент РФ №2305748, приоритет от 10.01.2006 г. Пакер включает в себя полый ствол и уплотнительный элемент и отличается тем, что выполнен со сквозным многофункциональным каналом, в том числе для ввода кабеля, расположенным между полым стволом и уплотнительным элементом и пересекающий зону размещения уплотнительного элемента, причем указанный канал заполнен газопроницаемым наполнителем или газопроницаемым и герметизирующим наполнителями.
3. Скважинная установка Гарипова для добычи нефти, разработка ООО НПО «Новые нефтяные технологии» - см. Полезная модель к патенту №91373, приоритет от 06.08.2009 г. Установка включает в себя установленный на колонне труб насос - ЭЦН и над ним диспергатор и отличается тем, что снабжена, по меньшей мере, одним пакером (с кабельным вводом) выше насоса.
4. Пакер механический для насоса ЭЦН с возможностью уплотнения в него кабеля, разработка ЗАО «Нефтемашвнедрение» - см. Патент РФ №2372469, приоритет от 20.12.2007 г. Пакер содержит ствол с фигурным пазом, уплотнительные элементы, конус и плашки и отличается тем, что на наружной поверхности ствола выполнен продольный паз, глухой снизу и открытый в верхней части ствола для ввода и уплотнения кабеля.
5. Двуствольный пакер с кабельным вводом, разработка ООО НПФ «ПАКЕР» - см. Патент РФ №2380518, приоритет от 18.06.2008 г. Пакер состоит из двух стволов и пакерного узла с герметизатором кабельного ввода и отличается тем, что стволы,

пакерный и внутренний, вставлены один в другой и крепятся между собой с ориентированием по кабельному вводу.

5 6. Комплекс для механической добычи нефти с повышенным содержанием сероводорода, разработка ООО «НПФ» Завод «Измерон» - см. Полезную модель к патенту №84457, приоритет от 05.02.2009 г. Комплекс включает в себя спущенные в скважину насосную установку и выше него пакера с кабельным вводом на его стволе под уплотнительными манжетами.

10 7. Однако несмотря на получение вышеназванных патентов РФ компаниями ООО НПО «Новые нефтяные технологии», ЗАО «Нефтемашвнедрение», ООО НПФ «ПАКЕР» и ООО «НПФ» завод «Измерон» первым патентообладателем изобретений пакера и насосной установки, где силовой кабель вводится и герметизируется в канале либо между уплотнительными манжетами и стволом, либо между двумя стволами, либо в канале уплотнительных манжет, является ООО НТП 15 «Нефтегазтехника», причем эти решения защищены формулами изобретений (ФИ).

- Пакер, разработка ООО НТП «Нефтегазтехника» (см. патент РФ №2290489, приоритет от 29.11.2004 г., вариант 2 - см. ФИ пункт 2 и патент РФ №2295625, приоритет от 14.04.2005 г., см. ФИ пункт 1), включает в себя ствол с наружным буртом и фигурным пазом, установленный на ствол снизу вверх центратор в виде 20 корпуса с наружными подпружиненными элементами сопротивления и внутренним стопором, плашкодержатель и плашки, конус, манжету, регулировочную гайку и муфту. Здесь основными отличительными признаками является то, что ствол пакера под манжетами выполнен с наружным продольным глухим покрытым или 25 непокрытым каналом для ввода или размещения и уплотнения в нем силового кабеля с наружной защитой и/или покрытием (см. патент РФ №2290489), или же на поверхности ствола пакера выполнен, по меньшей мере, один продольный глухой канал, в котором размещен и уплотнен под манжетами силовой кабель (патент РФ 30 №2295625);

- Насосная установка Шарифова, разработка ООО НТП «Нефтегазтехника» (патент РФ №2300668, приоритет от 27.12.2004 г.), содержащая спущенное в скважину на колонне труб насосное устройство, состоящее в основном из насоса с 35 приемной сеткой и погружного электродвигателя с силовым кабелем. Здесь основными отличительными признаками является то, что в скважине установлен либо один пакер (см. ФИ - пункт 1) с одним или двумя стволами, выполненный с кабельным вводом, который размещен между насосом и изолируемым интервалом (например, негерметичным участком или нерабочим интервалом перфорации пласта или между добывающим и нагнетательными пластами), либо установлены два пакера 40 (см. ФИ - пункт 2), выполненные с кабельными вводами, соответственно, один из них выше изолируемого интервала, а другой между насосом и изолируемым интервалом, либо установлены два пакера с кабельными вводами между и выше пластов, при этом установка оснащена или перепускным каналом газа, или 45 струйным насосом, причем кабельный ввод пакера выполнен либо в виде продольной глухой прорези на его стволе под уплотнительными манжетами, которые при посадке пакера с одной стороны разобщают межтрубное пространство в скважине, а с другой стороны герметизируют силовой кабель в кабельном вводе 50 (см. ФИ - пункт 13), либо в виде продольного сквозного канала на теле уплотнительной манжеты, либо в виде пространства между двумя жестко соединенными его стволами, один из которых размещен в другом эксцентрично, и между ними размещен сальниковый уплотнитель с защитным кольцом для

герметизации силового кабеля в кабельном вводе (см. ФИ - пункт 14).

8. Пакер опорно-механический Шарифова (см. Патент РФ №2365739, приоритет от 27.08.2007 г., вариант 2, ФИ - пункт 3), состоящий из двух телескопических взаимосвязанных верхней и нижней частей с возможностью их осевого перемещения между собой и оснащенный уплотнительными кольцами и манжетами, переходником, регулировочной гайкой и фиксатором. Пакер отличается тем, что ствол дополнительно оснащен фиксированным на нем механическим заякоривающим или центрующим устройством и выполнен с кабельным вводом в виде герметизирующей продольной глухой прорези на его стволе внутри уплотнительных манжет.

9. Скважинная пакерная установка с насосом, разработка ООО НИИ «СибГеоТех» - см. Патент РФ №2331758, приоритет от 11.09.2006 г. Она включает в себя спущенные в скважину на колонне труб насосную установку и выше нее один или два пакера с кабельным вводом, соответственно, установленные либо только между насосом и изолируемым интервалом, либо размещенные выше и ниже изолируемого интервала, а также в скважину для стравливания свободного газа из подпакерной зоны спущены один или два перепускных устройства (в виде муфты перекрестного течения) с радиальными и продольными каналами или спущен струйный насос.

10. Способ одновременно-раздельной добычи углеводородов электропогружным насосом - см. Патент РФ №2365744, приоритет от 09.01.2008 г. Способ включает в себя спуск в скважину на колонне труб насоса, пакера между пластами и перепускной системы с разделителем и регулирующим элементом.

11. Способ раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины и варианты установки для его реализации, разработка ООО НТП «Нефтегазтехника» - см. Патент РФ №2328590, приоритет от 20.10.2006 г. При этом установка (см. ФИ - пункт 15) включает в себя последовательно спущенные и установленные в скважине две колонны труб большего и меньшего диаметра, размещенные одна в другой концентрично, насос ЭЦН и пакер с кабельным вводом между объектами.

12. Способ изоляции негерметичного участка эксплуатационной колонны или интервала перфорации неэксплуатируемого пласта скважины - см. Патент РФ №2383713, приоритет от 14.11.2008 г. Способ включает в себя спуск в скважину на колонне труб, по меньшей мере, двух пакеров и насосной установки для добычи нефти из одного или нескольких пластов, при этом пакера (без или с опрессовочным узлом) могут быть установлены либо между пластом и негерметичным участком, либо между двумя пластами и/или выше пластов.

Следует отметить, что известные установки с пакером имеют относительно низкие надежность, эффективность и герметичность при вводе и уплотнении в пакере кабеля (без или с наружной намотанной защитной броней) из-за неправильности выбора конструкции и конфигурации продольного паза на участках ствола до, под и после уплотнительных манжет. Кроме того, пакера сверху выполнены только с одной трубной резьбой, то есть двойные наружные и внутренние трубные резьбы ствола и между ними по телу ствола перепускной канал (для перетока газа и/или жидкости) отсутствуют, из-за чего при добыче жидкости из одного или двух пластов скважины с помощью УЭЦН с одновременной откачкой газа из подпакерной зоны невозможно оснащение установки внутри колонны труб (в частности, над малогабаритным и меньше проходным пакером) уплотняющим гнездом и установка

в нем перепускного узла с наружным диаметром больше, чем проходной диаметр пакера. Кроме того, известные установки не имеют возможности с помощью двух насосов, «центробежного и струйного», одновременно добывать жидкости из двух (нижнего и верхнего) пластов скважины с одновременной откачкой свободного газа нижнего пласта из подпакерной зоны, а также они не предусматривают применение съемного наружного полого пробки-регулятора, позволяющего как отсекание, так и направление в прием насоса (в частности, и сужения) потока жидкости верхнего пласта без останова насоса ЭЦН.

Целью изобретения является увеличение надежности как при монтаже, так и при работе пакерной кабельной системы в добывающей и нагнетательной скважине.

Применение пакерной кабельной системы повышает эффективность, в частности:

- при изоляции негерметичного участка или верхнего нерабочего пласта скважины от приема электропогружного насоса;

- при эксплуатации и исследовании одновременно-раздельно нескольких пластов одной добывающей или нагнетательной скважины;

- при внутрискважинной насосной закачке;

- при внутрискважинной сепарации воды.

Технический, технологический результат и экономический эффект от использования предлагаемых решений для скважин достигается за счет: сокращения затрат на проведение мероприятий; сокращения времени на проведение ремонтных работ на скважине; увеличения срока службы скважины и пакерной кабельной системы; повышения добычи продукции.

Вариант 1. Пакерная кабельная система по варианту 1 включает в себя один или несколько пакеров (например, механического, в том числе опорного, гидромеханического, гидравлического, электрического, импульсного или комбинированного действия), спускаемых в добывающую или нагнетательную скважину, выше пласта и/или между пластами, на колонне труб с одним или несколькими кабельными глубинными устройствами (например, в виде электропогружного насоса, клапана-отсекателя, регулятора, штуцера, прибора и пр.), и оснащенных, по крайней мере, одним кабельным вводом, и состоящих, по меньшей мере, из ствола с осевым или неосевым проходным каналом и наружным продольным пазом (снизу глухим - несквозным) для ввода и герметизации кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе.

Цель изобретения по варианту 1 достигается за счет следующих решений:

- пакерная кабельная система оснащена, по крайней мере, одним шарнирным узлом для облегчения при монтаже соединения ее с трубой;

- наружный продольный паз ствола по всей его длине, в том числе до, под и после уплотнительных манжет, выполнен наподобие ласточкиного хвоста, исключающего возможность выхода кабеля в нем за пределы наружного диаметра ствола, при этом наружный продольный паз по всей наружной поверхности кабеля на участке ствола под уплотнительными манжетами заполнен герметизатором из эластичного материала;

- наружный продольный паз, по меньшей мере, на участке под уплотнительными манжетами выполнен в виде прямоугольного паза, где по всей наружной поверхности кабеля размещен герметизатор из эластичного материала, а сверху его установлена и застопорена защитная скоба из твердого или мягкого материала;

- наружный продольный паз ствола выполнен на участке до и после уплотнительных манжет наподобие ласточкиного хвоста, исключающего



возможность выхода кабеля в нем за пределы наружного диаметра ствола, а на участке под уплотнительными манжетами - в виде прямоугольного паза, где по всей наружной поверхности кабеля размещен герметизатор из эластичного материала, а сверху его установлена и застопорена защитная скоба из твердого или мягкого материала.

В качестве герметизатора используется либо сплошная или разрезанная полая резина или манжета, или фторопласт, либо пенообразные средства, либо же другие эластичные материалы или средства. При этом герметизатор размещается в продольном пазе ствола при вводе и/или после ввода кабеля в разобранном или собранном пакере. Причем если пакер собран и после этого через него вводится кабель, то герметизатор размещают в продольный паз под уплотнительные манжеты путем их перемещения вверх и/или вниз после ослабления опорного элемента, а затем уплотнительные манжеты и опорный элемент снова возвращают в исходное положение.

Конфигурация продольного паза наподобие ласточкиного хвоста облегчает ввод кабеля по пазу из одного конца ствола при собранном пакере перед спуском его в скважину, а также исключает возможность повреждения кабеля и заклинивания узлов и элементов пакера при его срабатывании или освобождении в скважине. Использование скобы над продольным пазом надежно герметизирует кабельный ввод пакера при ее посадке в скважине за счет передачи нагрузки сжатия уплотнительных манжет частично на герметизатор через скобу.

Вариант 2. Пакерная кабельная система по варианту 2 включает в себя, по меньшей мере, пакер (например, механического, в том числе опорного, гидромеханического, гидравлического, электрического, импульсного или комбинированного действия), спускаемый в скважину, между двумя пластами или между пластом и негерметичным участком, на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом, и состоящий, по меньшей мере, из ствола с неосевым проходным каналом и наружным продольным пазом для ввода и уплотнения герметизатором кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе, и оснащенный выше себя перепускной системой в виде посадочного опорного устройства без или с перепускными поперечными каналами и перепускного узла.

Цель по варианту 2 достигается тем, что пакерная система оснащена уплотняющим гнездом, а пакер сверху по стволу выполнен с двойными наружной и внутренней резьбами, при этом соединены либо непосредственно, либо через муфту и/или трубы наружная резьба пакера с посадочным опорным устройством, а внутренняя его резьба с уплотняющим гнездом, причем по телу ствола пакера между наружной и внутренней резьбами расположен, по меньшей мере, один перепускной продольный канал для перетока среды - газа, газожидкостной смеси или жидкости, гидравлически соединяющий пространство под уплотнительными манжетами пакера с внутренней полостью посадочного опорного устройства за уплотняющим гнездом, причем в последних, при монтаже или запуске, или эксплуатации одно- или двухпластовых скважин, либо:

- установлен с помощью внутренней колонны труб перепускной узел в виде разделителя двух потоков, жидкости и газа, одного пласта по разным полостям колонн труб;

- установлен перепускной узел в виде съемной замковой полой наружной пробки для временного отсекания движения потока среды через перепускной продольный



канал пакера и/или перепускные поперечные каналы посадочного опорного устройства;

- установлен перепускной узел для двух пластов в виде замкового полого наружного регулятора с возможностью изменения его наружного диаметра для сужения и направления вниз снаружи регулятора потока жидкости верхнего пласта;

- установлен перепускной узел для двух пластов двойного назначения в виде пробки и регулятора как для отсекания верхнего пласта, так и для сообщения двух пластов (например, перепускной узел может быть выполнен таким образом, чтобы в нижнем фиксированном положении он выполнял функции полой глухой пробки для перетока через ее внутреннюю полость насосом добываемого флюида из нижнего и/или верхнего пластов, а в верхнем фиксированном положении выполнял функции наружного регулятора для перетока жидкости верхнего пласта в прием насоса, причем он может состоять из двух несоединенных съемных замков, нижний из которых жестко соединен с корпусом полой наружной пробки - регулятора;

- размещен перепускной узел в виде замкового струйного насоса, перепускающего через себя добываемую насосом жидкость из пласта или нижнего пласта с одновременной эжекцией свободного газа из подпакерной зоны и/или добыче флюида из верхнего пласта.

Вариант 3. Пакерная кабельная система по варианту 3 включает в себя, по меньшей мере, два - нижний и верхний - пакера (например, механического, в том числе опорного, гидромеханического, гидравлического, электрического, импульсного или комбинированного действия), спускаемые в скважину, ниже и выше негерметичного участка, на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом, и состоящие, по меньшей мере, из ствола с наружным продольным пазом для ввода и уплотнения герметизатором кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе, причем, по крайней мере, нижний пакер выполнен с неосевым проходным каналом, а выше верхнего пакера установлено перепускное устройство, при этом между устройством и нижним пакером имеется внутренняя труба, образующая с колонной труб кольцевую полость для возможности перепуска газа из пространства под нижним пакером в затруб выше пакеров.

Цель по варианту 3 достигается тем, что пакерная кабельная система оснащена ниже верхнего пакера уплотняющим гнездом, а нижний пакер сверху по стволу выполнен с двойными наружным и внутренним резьбами, между которыми расположен, по меньшей мере, один перепускной продольный канал, гидравлически соединяющий пространство под манжетами нижнего пакера, через внутреннюю его полость, с затрубом скважины выше верхнего пакера, при этом в скважине соединены наружная резьба пакера через муфту с колонной труб, а внутренняя, непосредственно или через внутреннюю трубу между пакерами, с уплотняющим гнездом, в которую спущен разделитель потока по разным полостям труб.

Вариант 4. Пакерная кабельная система включает в себя, по меньшей мере, один пакер с кабельным вводом, спускаемый в скважину между двумя пластами на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом.

Цель по варианту 4 достигается тем, что пакерная кабельная система оснащена выше пакера над электропогружным насосом сепаратором воды в виде центрифуги, состоящим из одной или из нескольких секций и обеспечивающим разделение потока жидкости, добываемого из нижнего продуктивного пласта, на нефть и воду с последующим направлением воды в верхний нагнетательный пласт, а нефти - к

поверхности скважины.

Принципиальный вид пакерной кабельной системы по варианту 1-4 приводится на фигурах 1-13, а именно: на фиг.1 - основной узел пакера (например, механического, в том числе опорного, гидромеханического, гидравлического, электрического, импульсного или комбинированного действия) с кабельным вводом; на фиг.2 - разрез сечения «А-А» и «В-В» ствола пакера с продольным пазом наподобие ласточкиного хвоста для ввода кабеля; на фиг.3 - разрез сечения «Б-Б» пакера, выполненного на его стволе продольного прямоугольного паза для ввода и герметизации кабеля, в том числе с перепускным продольным каналом для флюида или газа; на фиг.4 - один из вариантов пакера механического действия с кабельным вводом, в том числе с перепускным продольным каналом для флюида или газа; на фиг.5 - общий вид пакерной кабельной системы в скважине; на фиг.6 и 7 - пакерная кабельная система с УЭЦН для эксплуатации двух пластов, соответственно, с возможностью регулирования режима и временного отсекающего потока верхнего пласта; на фиг.8 - пакерная кабельная система с УЭЦН для эксплуатации нижнего пласта и струйным насосом для эксплуатации верхнего пласта при одновременной откачке газа нижнего пласта из подпакерной зоны; на фиг.9 - пакерная кабельная система с УЭЦН в скважине с негерметичным участком для эксплуатации пласта и струйным насосом для откачки газа из подпакерной зоны; на фиг.10 и 11 - пакерная кабельная система (двухтрубная) с УЭЦН в скважине с негерметичным участком для эксплуатации пласта с перепуском его газа из подпакерной зоны, соответственно, во внутреннюю или в наружную колонну труб; на фиг.12 - пакерная кабельная система с перепуском газа из нижней подпакерной зоны в затруб скважины выше верхнего пакера; на фиг.13 - пакерная кабельная система с УЭЦН и сепаратором воды для двух добывающего и нагнетательного пластов.

Пакерная кабельная система в скважине (фиг.5-13) включает в себя один или несколько пакеров, приведенных на фигурах 1-4.

Пакер (фиг.1-4) состоит, по меньшей мере, из ствола 1 с неосевым 2 или осевым 3 (фиг.2, 3) проходным каналом и наружным продольным пазом 4 (фиг.2) и/или 5 (фиг.3) (снизу глухой - несквозной) для ввода и герметизации кабеля 6 и уплотнительных манжет 7 (фиг.1, 3, 4) (например, V-образных или прямоугольных), опорных (верхнего и нижнего) элементов 8 (фиг.1, 4), передающих нагрузку посадки пакера на уплотнительные манжеты 7 для их сжатия.

Наружный продольный паз может быть выполнен по всей длине, в том числе на участках 9, 10 и 11 ствола 1 (фиг.1), соответственно, до, под и после уплотнительных манжет 7 наподобие ласточкиного хвоста 4 (фиг.2), исключая возможность выхода кабеля 6 (фиг.1, 4) за пределы наружного диаметра ствола 1.

Наружный продольный паз, по меньшей мере, на участке 10 (фиг.1, 4) под уплотнительными манжетами 7 может быть выполнен в виде прямоугольного паза 5 (фиг.3). По всей наружной поверхности кабеля 6 в продольном пазе на участке 10 (фиг.1, 4) размещен герметизатор 12 (фиг.3) из эластичного материала.

Сверху продольного паза на участке 10 (фиг.1, 4) может быть установлена и застопорена защитная скоба 13 (фиг.3) из твердого или мягкого материала.

В качестве герметизатора 12 (фиг.3) могут быть использованы сплошная или разрезная (поперечно и/или продольно) полая резина или манжета или фторопласт, а также пена и прочие эластичные материалы.

Герметизатор 12 (фиг.3) может размещаться в продольном пазе ствола 1 на участке 10 (фиг.1, 4) под уплотнительными манжетами 7 после ввода через него

кабеля 6 путем временного перемещения вверх и/или вниз каждой из уплотнительных манжет 7 (их может быть 2, 3 и больше) на участках 9, 10 и/или 11 ствола 1 собранного пакера после регулирования (отворачивания или вворачивания) хода верхнего и/или нижнего опорных элементов 8.

5 Конструкции продольного пазы наподобие ласточкиного хвоста 4 (фиг.2), по меньшей мере, на участках 9 и 11 (фиг.1) ствола 1 выше и ниже уплотнительных манжет 7 облегчает ввод кабеля 6 (направляя его снизу вверх или сверху вниз) по продольному пазу, начиная от одного конца ствола 1 при собранном пакере (фиг.4),  
10 а также исключает возможность повреждения кабеля 7 и заклинивания узлов пакера при его срабатывании или освобождении в скважине.

Использование скобы 13 (фиг.3) над продольным пазом 5 надежно герметизирует кабельный ввод 6 пакера в момент его посадки в скважине за счет передачи нагрузки сжатия уплотнительных манжет 7 частично на герметизатор 12 через скобу 13.

15 Кроме того, пакер сверху по стволу 1 может быть выполнен с двойными наружной 14 и внутренней 15 резьбами (фиг.4), между которыми расположен один (может быть и больше) перепускной продольный канал 16 (см. фиг.3, 4) для перетока среды - газа, газожидкостной смеси или жидкости в зависимости от условий  
20 эксплуатации скважины.

Пакерная кабельная система состоит из одного 17 (фиг.5-13) или нескольких 17, 18 (фиг.5, 10, 12) и/или 19 (фиг.5) пакеров, выполненных либо с одним 20, или 21, или 22, либо несколькими 20 и 21 и/или 22 кабельными вводами. Они спускаются в скважину 23 (выше пласта и/или между пластами) на колонне труб 24 с одним 25 или несколькими 25 и 26 (может быть и больше) кабельными глубинными устройствами, например, в виде электропогружного насоса, клапана - отсекателя пластов, регулятора давления или расхода среды, штуцера и/или прибора, в частности для измерения давления, температуры, расхода, дебита и прочих.

30 Между пластами (фиг.5-8) или между пластом и негерметичным интервалом (фиг.9-12) скважины 23 могут быть установлены один 17 (фиг.6-8) или два 17 и 18 (фиг.9-12) или более 17, 18 и 19 (фиг.5) пакеров. В частном случае могут быть выполнены нижний пакер 17 механического действия только с цельным стволом 1, оснащенный снизу заякоривающим элементом (под его манжетой) в виде «конус-  
35 плашки», а верхний пакер 18 - механического - опорного действия только со стволом, состоящим из двух телескопических взаимосвязанных частей. При этом между пакерами 17 и 18 может быть циркуляционный узел 27 (фиг.5), или без него (фиг.9-12), соответственно, либо для прямой опрессовки пакеров 17 и 18 через  
40 циркуляционный узел 27 при низких пластовых давлениях скважины 23 путем подачи воды в колонну труб 24, либо для повышения степени разобщения между собой двух полостей 28 и 29 скважины 23.

После спуска и монтажа пакерной кабельной системы в скважине 23 (фиг.5-13) устанавливаются пакер 17 или пакера 17, 18 и/или 19. При этом сначала жестко  
45 фиксируют положение пакера в скважине 23, а затем деформируют - сжимают уплотнительные манжеты 7 (фиг.1, 3, 4) под механической нагрузкой (6-12 тонн), передаваемой на них через опорный элемент 8 путем ослабления и передачи полностью или частично веса от колонны труб 24. При этом с одной стороны  
50 уплотнительные манжеты 7 наружными поверхностями под нагрузкой упираются в ствол скважины 23 и герметично разобщают между собой две кольцевые полости 28 и 29 скважины 23, а с другой стороны они внутренними поверхностями дожимают герметизатор 12 (фиг.3) снаружи кабеля 6 в продольном пазе ствола 1, в частности

через скобу 13 (фиг.3), и надежно герметизируют кабельный ввод 20, или 21, или 22 соответствующего пакера 17, или 18, или 19.

Пакерная кабельная система по фиг.6-8 в скважине 23 с кабельным глубинным устройством 26 в виде электропогружного насоса (например, УЭЦН) применяется для одновременно-раздельного исследования и добычи (ОРД) флюида из двух пластов, а по фиг.9-12 в скважине 23 - для разобщения негерметичного интервала (или обводненного пласта) выше электропогружного насоса 26, чтобы исключить поступление извне воды в прием насоса 26. При этом пакер 17 с кабельным вводом 20 и продольным перепускным каналом 16, соответственно, устанавливается либо выше электропогружного насоса 26 между двумя эксплуатируемыми пластами, либо между негерметичным интервалом (участком) и пластом, или продуктивным и обводненным пластами скважины 23.

В скважине 23 пакер 17 оснащен выше себя перепускной системой в виде посадочного опорного устройства 30 (фиг.6-12) с перепускными поперечными каналами 31 (фиг.6-8) или без них (фиг.9-12) и перепускного узла 32. Пакерная система (фиг.6-12) также оснащена уплотняющим гнездом 33, а пакер 17 сверху по стволу 1 выполнен с двойными наружной 14 и внутренней 15 резьбами (фиг.4). При этом соединены либо непосредственно, либо через муфту и/или трубы 34 наружная резьба 14 пакера 17 с посадочным опорным устройством 30, а внутренняя его резьба 15 с уплотняющим гнездом 33. По телу ствола 1 пакера 17 между наружной 14 и внутренней 15 резьбами расположены несколько или один перепускной продольный канал 16 (для перетока среды - газа, газожидкостной смеси или жидкости), гидравлически соединяющий пространство 28 под уплотнительными манжетами 7 пакера 17 с внутренней полостью 35 посадочного опорного устройства 30 за уплотняющим гнездом 33.

В посадочном опорном устройстве 30 и уплотняющем гнезде 33 при монтаже, или запуске, или эксплуатации скважины 23 либо установлен с помощью внутренней колонны труб 36 перепускной узел 32 в виде разделителя двух потоков по разным полостям колонн труб 24 и 36 (фиг.10-12) для газа и жидкости, либо установлен перепускной узел 32 в виде съемной замковой полый наружной пробки (фиг.7, см. А (В.1) и А (В.2)) для пропуска через свой внутренний канал жидкости из пласта ниже электропогружного насоса 26 и временного отсекания движения потока среды через перепускной продольный канал 16 пакера 17 или через перепускные поперечные каналы 31 посадочного опорного устройство 30, либо установлен перепускной узел 32 в виде замкового полого наружного регулятора (фиг.6 и фиг.7, А (В.3)) для двух пластов с возможностью изменения его наружного диаметра 37 (фиг.6) для сужения и направления вниз снаружи регулятора потока жидкости верхнего пласта, либо размещен перепускной узел 32 в виде замкового струйного аппарата для добычи флюида из верхнего пласта с одновременной эжекцией газа нижнего пласта из подпакерной зоны 28 (фиг.8) или добычи флюида из пласта скважины (с негерметичным участком) под электропогружным насосом 26 с одновременной эжекцией газа из-под пакерной зоны 28 (фиг.9).

Пакерная кабельная система (фиг.4-12) оснащается, в частности, под стволом 1 пакера 17, 18 или 19, и/или между пакерами 17 и 18, и/или 18 и 19 шарнирным узлом 38 для удобства вращения и соединения между собой пакера (пакеров) и труб после ввода через них кабеля 6 (фиг.6-13) или кабелей 6 и 39 (фиг.5).

В пакерной кабельной системе (фиг.12), по меньшей мере, нижний пакер 17 также сверху по стволу 1 выполнен с двойными наружным 14 и внутренним 15 резьбами

(фиг.4), при этом соединены наружная резьба 14 пакера 17 через муфту 34 с колонной труб 24, а внутренняя 15 через внутреннюю трубу 36 с уплотняющим гнездом 33, размещенным ниже верхнего пакера 18, в которую спущен на внутренней трубе 36 разделитель потока газа и жидкости по разным полостям труб 24 и 36 между пакерами 17 и 18. По телу ствола 1 пакера 17 между наружной 14 и внутренней 15 резьбами есть, по меньшей мере, один перепускной продольный канал 16 для газа, гидравлически соединяющий пространство под манжетами пакера 17 с затрубом 29 скважины 23 выше верхнего пакера 18.

Пакер 17 с кабельным вводом 20 (фиг.13) может быть спущен в скважину 23 между добывающим и нагнетательным пластами на колонне труб 24 с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом 26 без или с обратным клапаном. При этом пакерная кабельная система оснащена выше электропогружного насоса 26 сепаратором воды в виде центрифуги 40, состоящим из одного или из нескольких секций и обеспечивающим разделение потока жидкости одного продуктивного пласта на нефть и воду с последующим направлением воды в другой нагнетательный пласт, а нефти - к поверхности скважины 23. Здесь над верхним пластом также может быть установлен пакер 18 с кабельным вводом. При этом пакерная кабельная система (фиг.13) включает в себя пакер 17 или пакера 17 и 18, спускаемые в скважину 23, между нагнетательным (например, верхним) и добывающим (например, нижним) пластами, на колонне труб 24 с кабельным глубинным устройством 26 в виде электропогружного насоса. Она оснащена выше электропогружного насоса 26 сепаратором воды в виде центрифуги 40.

Пакерная кабельная система при ОРД двух пластов (фиг.6-8) спускается в скважину 23 сначала с перепускным узлом 32 в виде съемной замковой полый наружной пробки (фиг.7). После проверки на герметичность колонны труб 24, посадки пакера 17 и его опрессовки запускают в работу насос ЭЦН 26. При этом работает только нижний пласт, причем его дебит должен быть не менее 70% от общего по двум пластам. После отработки нижнего пласта проводится его исследование при 2-3 режимах в рабочей области напорной характеристики насоса ЭЦН 26, и по результатам получают давление на приеме насоса 26 по ТМС, дебит воды и нефти, на основе которых строят индикаторную кривую по нижнему пласту. После этого с помощью канатной техники извлекают перепускной узел 32 в виде съемной замковой полый наружной пробки и вместо нее в систему устанавливают либо перепускной узел 32 в виде регулятора, снаружи которого вниз в прием насоса 26 направляется флюид верхнего пласта через перепускной канал 16 пакера 17, либо перепускной узел 32 в виде струйного насоса для добычи флюида из верхнего пласта при одновременной откачке свободного газа нижнего пласта из подпакерной зоны 28. Затем после совместной отработки нижнего и верхнего пластов проводится исследование при совместной работе двух пластов и определяются параметры верхнего пласта.

Перепускной узел 32 (фиг.7) для двух пластов может быть двойного назначения в виде пробки (см. А (В.2)) и регулятора (см. А (В.3)) как для отсекания верхнего пласта, так и для сообщения двух пластов. Например, перепускной узел 32 может быть выполнен с дополнительным свободным замком 41, чтобы в нижнем фиксированном положении (фиг.7, см. А (В.2)) он выполнял функции полый глухой пробки для перетока через ее полость насосом 26 добываемого флюида из нижнего и/или верхнего пластов, а в верхнем фиксированном (без замка 41) положении (фиг.7, см. А (В.2)) - в виде наружного регулятора для перетока жидкости верхнего пласта в

прием насоса 26.

Пакерная кабельная система по фигуре 9-12 при работе не дает возможности поступления воды из негерметичного участка 29 в прием насоса ЭЦН 26. При этом накопленный свободный газ из подпакерной зоны 28 откачивается в колонну 5 труб 24 с помощью перепускного узла 32 в виде съемного замкового струйного насоса. То есть при движении потока жидкости через насадки струйного насоса под давлением на выходе насоса ЭЦН 26 происходит разрежение и подсосывание газа из подпакерной зоны 28. Также на фигурах 9-12 пакер 17 и перепускной узел 32 в виде 10 съемного замкового обратного клапана могут быть установлены выше насоса ЭЦН 26 на глубине, где давление газа подпакерной зоны 28 будет выше, чем давление в колонне труб 24 на той же глубине, чтобы обеспечить перепуск избыточного газа. Также перепускной узел 32 может быть в виде съемной замковой 15 полый глухой пробки для изоляции канала 16 пакера 17 при опрессовке колонны труб 24, а также при запуске скважины 23 и/или эксплуатации пласта с высоким забойным давлением или низким газовом фактором и/или высокой обводненностью. При этом перепускной узел 32 можно извлечь в случае обработки призабойной зоны 20 пласта или создания кислотной ванны для насоса ЭЦН 26 (если насос 26 оснащен обратным клапаном).

Пакерная кабельная система по фигуре 13 при работе ЭЦН 26 добывает флюид, например, из нижнего пласта и направляет в сепаратор воды 40 в виде центрифуги. При этом обеспечивается разделение потока жидкости нижнего продуктивного 25 пласта на нефть и воду (см. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. Стр.249, Госхимиздат, Москва, 1961), и в последующем направляет воду в верхний нагнетательный пласт, а нефть - к поверхности скважины 23.

#### Формула изобретения

30 1. Пакерная кабельная система для эксплуатации одного или одновременно-раздельно нескольких пластов скважины, включающая один или несколько пакеров, спускаемых в добывающую или нагнетательную скважину выше и/или между 35 пластами на колонне труб с одним или несколькими кабельными глубинными устройствами, оснащенных, по крайней мере, одним кабельным вводом и состоящих, по меньшей мере, из ствола с осевым или неосевым проходным каналом для перетока среды и наружным продольным пазом для ввода и уплотнения герметизатором кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе, 40 отличающаяся тем, что для упрощения ввода кабеля на устье и герметизации его в пакерной системе путем передачи нагрузки сжатия уплотнительных манжет частично изнутри на герметизатор в наружном продольном пазе она оснащена, по крайней мере, одним шарнирным узлом для упрощения соединения при ее монтаже с 45 трубами, причем либо наружный продольный паз ствола пакера по всей его длине, в том числе до, под и после уплотнительных манжет, выполнен наподобие ласточкина хвоста, исключаяющего возможность выхода кабеля в нем за пределы наружного диаметра ствола, причем наружный продольный паз по всей наружной поверхности кабеля на участке ствола под уплотнительными манжетами заполнен 50 герметизатором из эластичного материала, либо наружный продольный паз ствола пакера, по меньшей мере, на участке под уплотнительными манжетами выполнен в виде прямоугольного паза, в котором по всей наружной поверхности кабеля размещен герметизатор из эластичного материала, а сверху его установлена и

застопорена защитная скоба из твердого или мягкого материала, либо наружный продольный паз ствола пакера выполнен на участке до и после уплотнительных манжет наподобие ласточкина хвоста, исключаяющего возможность выхода кабеля в нем за пределы наружного диаметра ствола, а на участке под уплотнительными манжетами - в виде прямоугольного паза, в котором по всей наружной поверхности кабеля размещен герметизатор из эластичного материала, а сверху его установлена и застопорена защитная скоба из твердого или мягкого материала.

2. Пакерная кабельная система, включающая, по меньшей мере, один пакер, спускаемый в скважину между двумя пластами или между пластом и негерметичным участком на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом, и состоящий, по меньшей мере, из ствола с неосевым проходным каналом и наружным продольным пазом для ввода и уплотнения герметизатором кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе, и оснащенный выше себя перепускной системой в виде посадочного опорного устройства без или с перепускными поперечными каналами и перепускного узла, отличающаяся тем, что она оснащена уплотняющим гнездом, а пакер сверху по стволу выполнен с двойными наружной и внутренней резьбами, при этом соединены либо непосредственно, либо через муфту и/или трубы наружная резьба пакера с посадочным опорным устройством, а внутренняя его резьба - с уплотняющим гнездом, причем по телу ствола пакера между наружным и внутренним резьбами расположен, по меньшей мере, один перепускной продольный канал для перетока среды - газа, газожидкостной смеси или жидкости, гидравлически соединяющий пространство под уплотнительными манжетами пакера с внутренней полостью посадочного опорного устройства за уплотняющим гнездом, причем в последних, при монтаже, или запуске, или эксплуатации одно - или двухпластовых скважин; либо установлен с помощью внутренней колонны труб перепускной узел в виде разделителя двух потоков жидкости и газа одного пласта по разным полостям колонн труб; либо установлен перепускной узел в виде съемной замковой полкой наружной пробки для временного отсекания движения потока среды через перепускной продольный канал пакера и/или перепускные поперечные каналы посадочного опорного устройства; либо установлен перепускной узел для двух пластов в виде замкового полого наружного регулятора с возможностью изменения его наружного диаметра для сужения и направления вниз снаружи регулятора потока жидкости верхнего пласта; либо установлен перепускной узел для двух пластов двойного назначения в виде пробки и регулятора как для отсекания верхнего пласта, так и для сообщения двух пластов; либо размещен перепускной узел в виде замкового струйного аппарата, перепускающего через себя добываемую насосом жидкость из пласта или из нижнего пласта с одновременной эжекцией свободного газа из подпакерной зоны и/или добычи флюида из верхнего пласта.

3. Пакерная кабельная система, включающая, по меньшей мере, два - нижний и верхний пакера, спускаемых в скважину, ниже и выше негерметичного участка, на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом и состоящая, по меньшей мере, из ствола с наружным продольным пазом для ввода и уплотнения герметизатором кабеля, уплотнительных манжет и опорных элементов на стволе, причем, по крайней мере, нижний пакер выполнен с неосевым проходным каналом, а выше верхнего пакера установлено перепускное устройство, при этом между устройством и нижним пакером имеется внутренняя труба, образующая с колонной труб кольцевую полость для возможности перепуска газа из пространства



под нижним пакером в затрубье выше пакеров, отличающаяся тем, что она оснащена ниже верхнего пакера уплотняющим гнездом, а нижний пакер сверху по стволу выполнен с двойными наружной и внутренней резьбами, между которыми расположен, по меньшей мере, один перепускной продольный канал, гидравлически соединяющий пространство под манжетами нижнего пакера через внутреннюю его полость с затрубом скважины выше верхнего пакера, при этом в скважине соединены наружная резьба пакера через муфту с колонной труб, а внутренняя, непосредственно или через внутреннюю трубу между пакерами с уплотняющим гнездом, в которую спущен разделитель потока по разным полостям труб.

4. Пакерная кабельная система, включающая, по меньшей мере, один пакер с кабельным вводом, спускаемая в скважину между двумя пластами на колонне труб с кабельным глубинным устройством - электропогружным насосом, отличающаяся тем, что она оснащена выше пакера над электропогружным насосом сепаратором воды в виде центрифуги, состоящим из одной или из нескольких секций и обеспечивающим разделение потока жидкости, добываемого из нижнего продуктивного пласта, на нефть и воду с последующим направлением воды в верхний нагнетательный пласт, а нефти - к поверхности скважины.

20

25

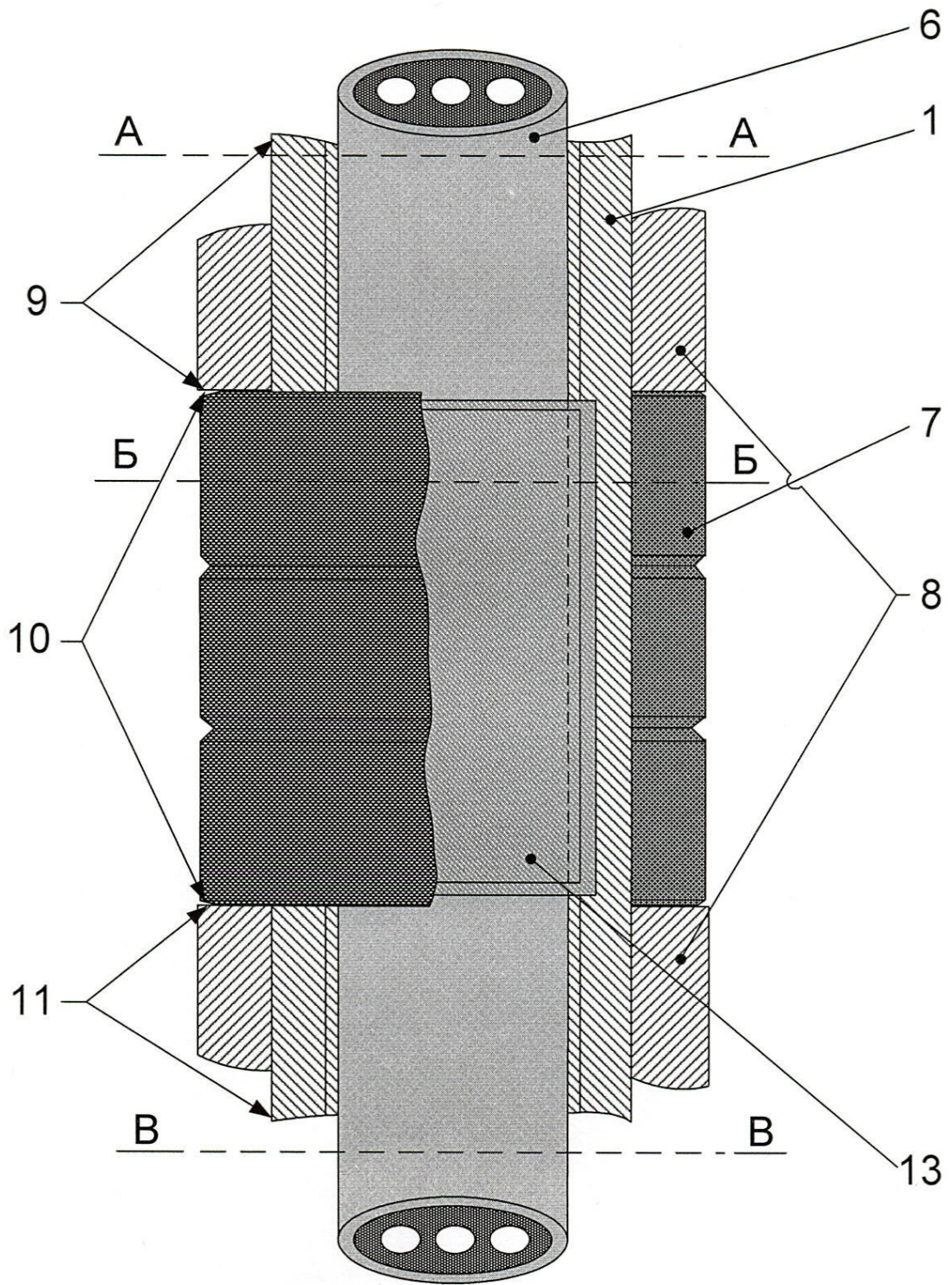
30

35

40

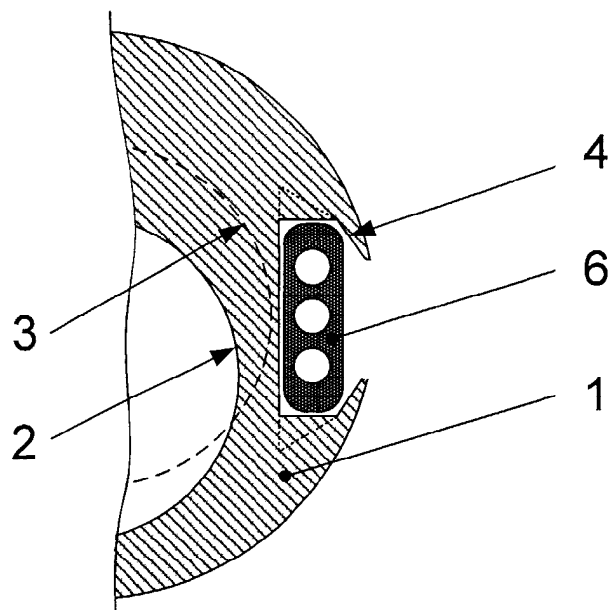
45

50



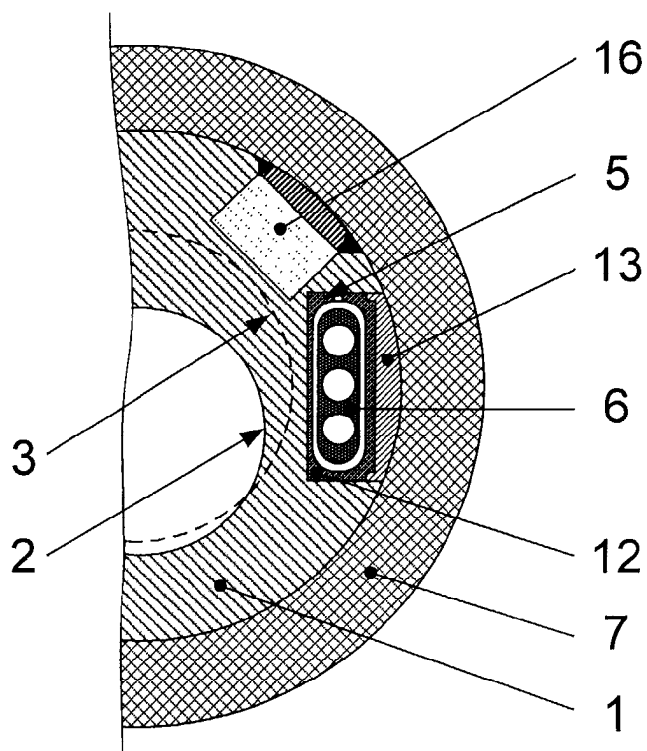
Фиг.1

A-A и B-B

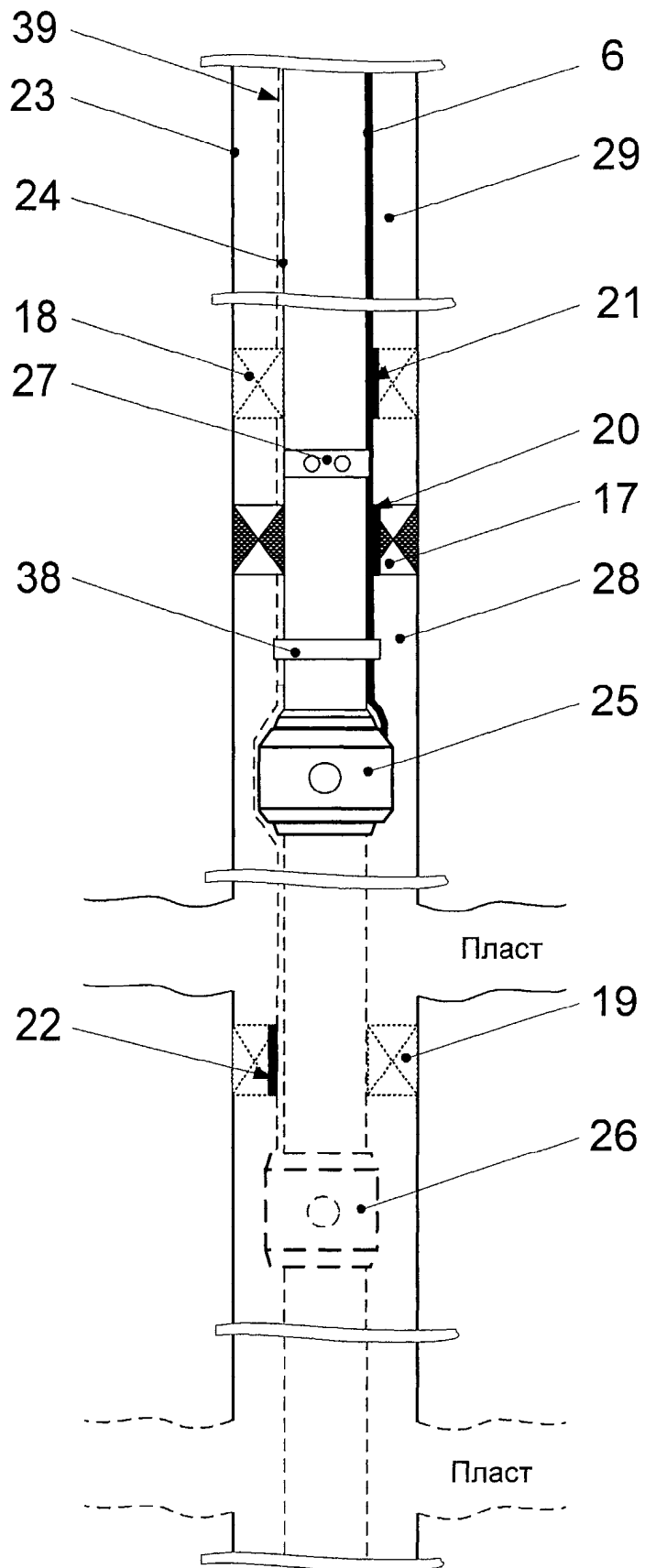


Фиг.2

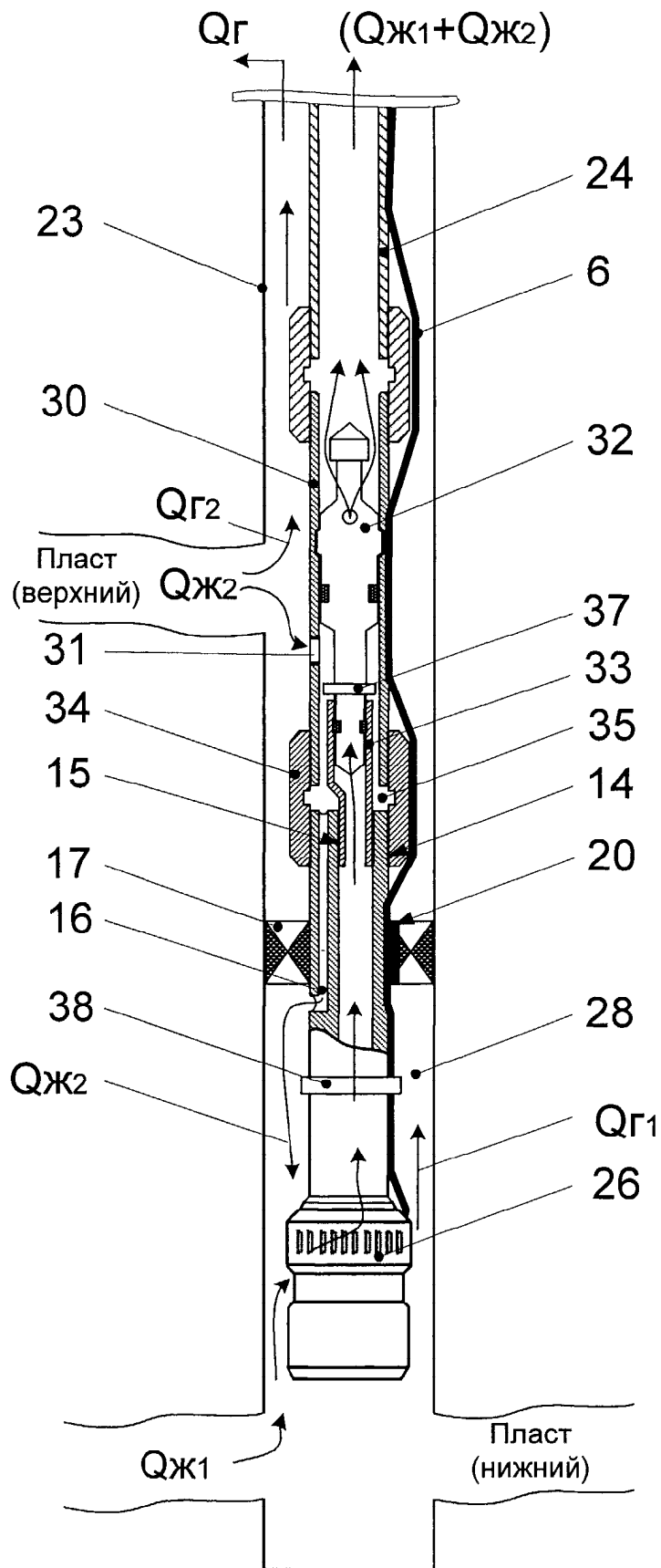
Б-Б



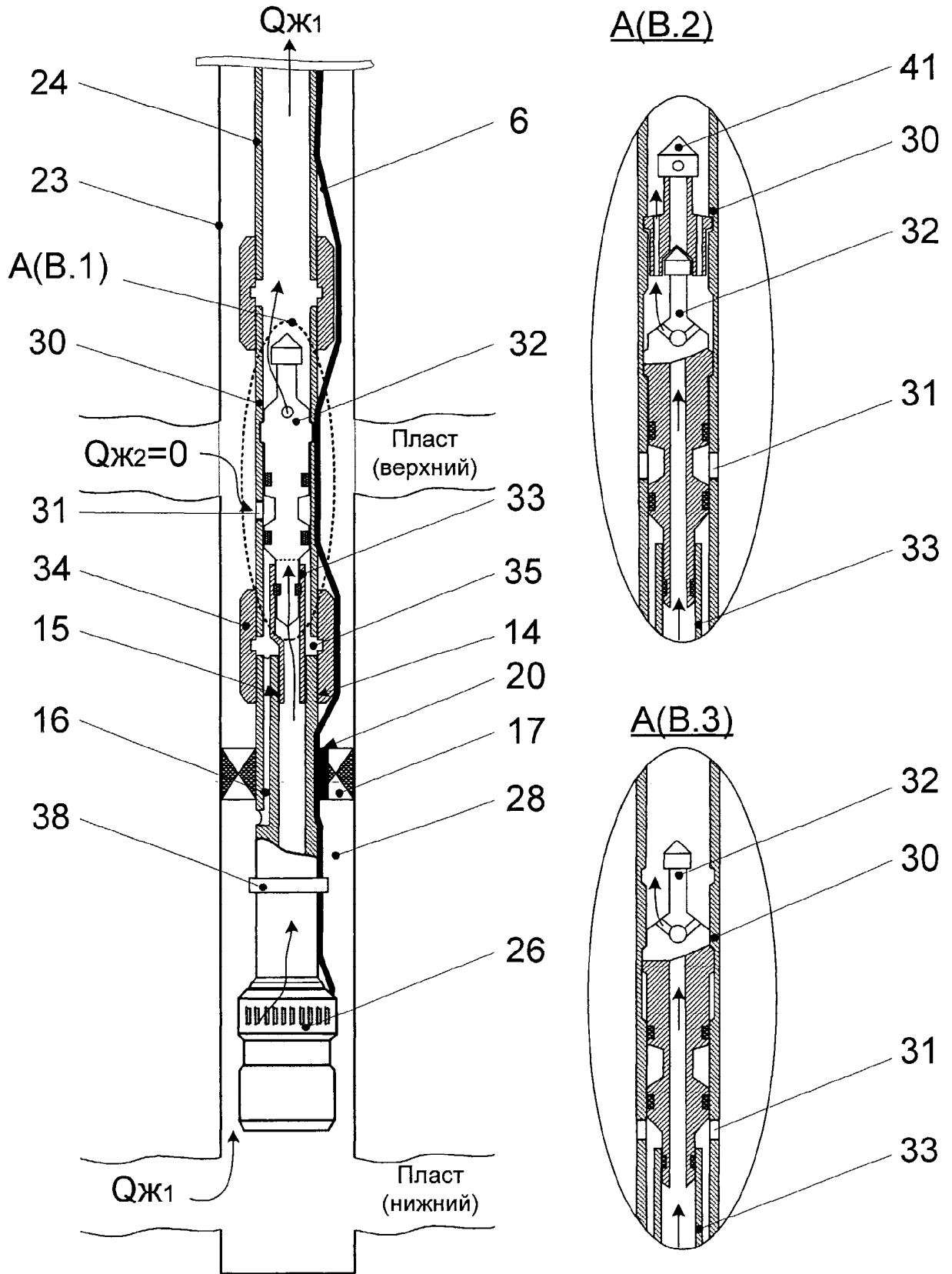
Фиг.3



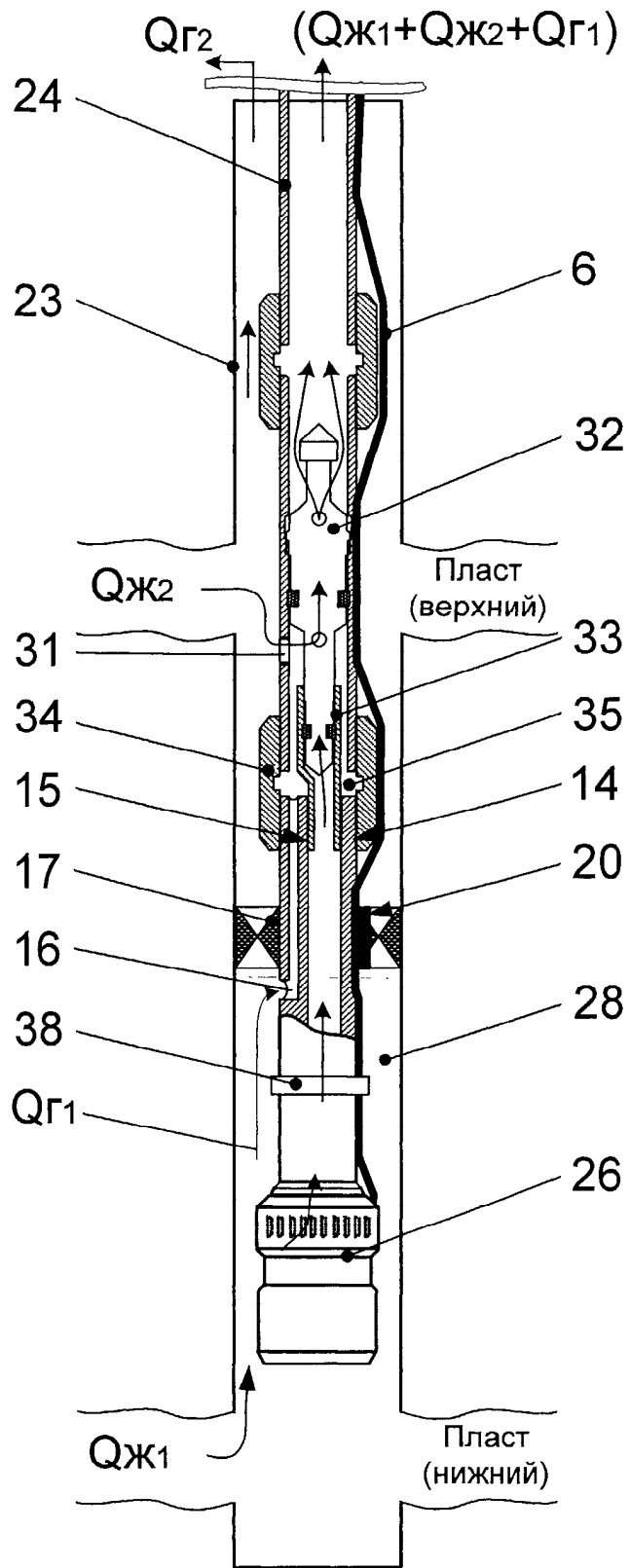
Фиг.5



Фиг.6

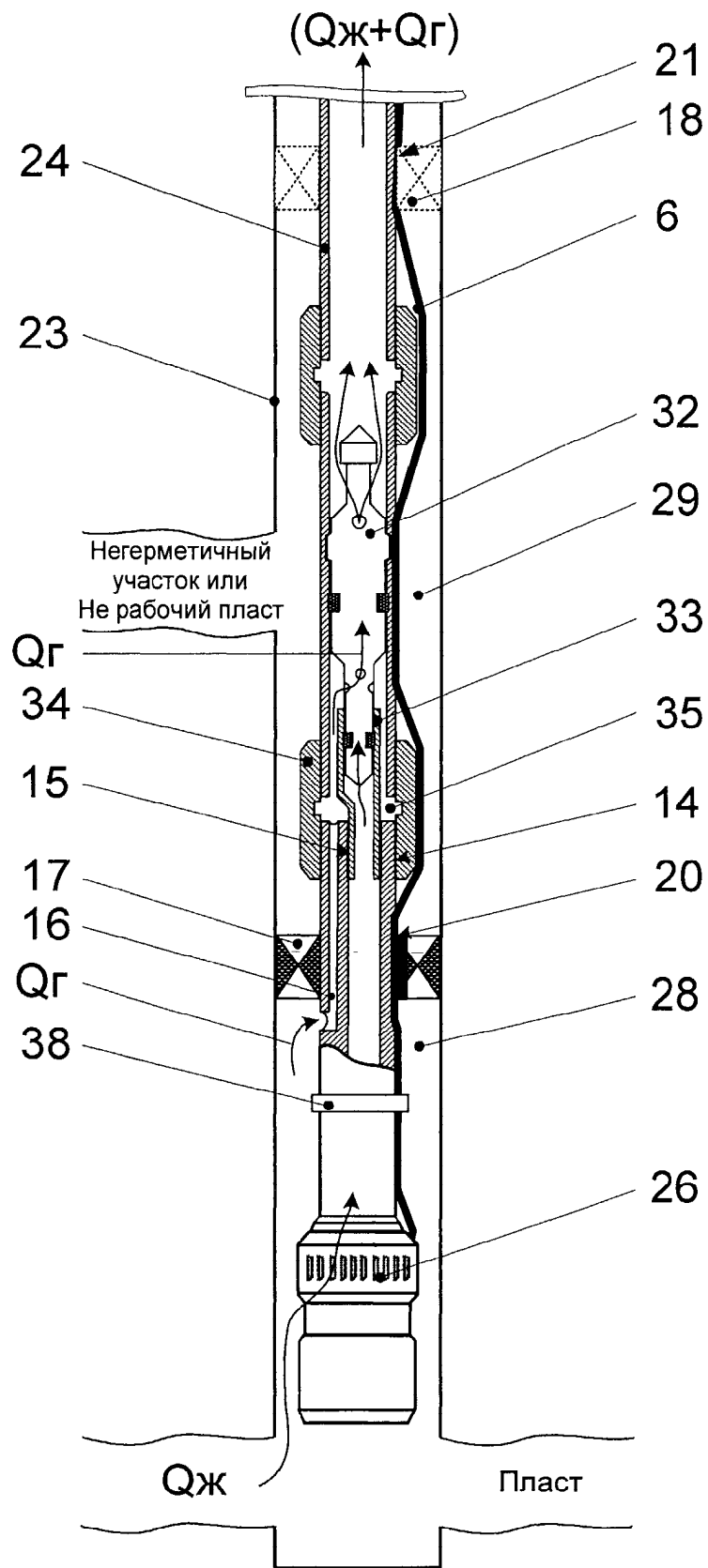


ФИГ.7

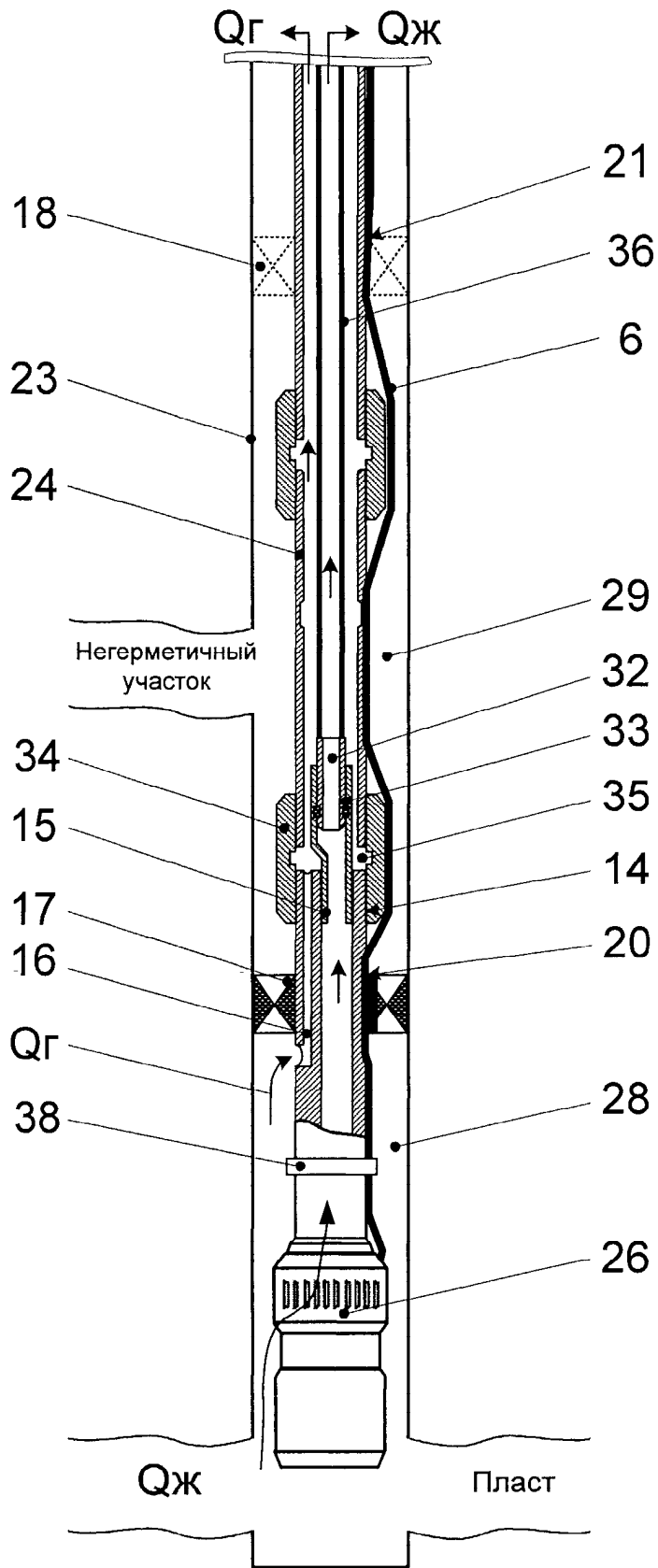


Фиг. 8

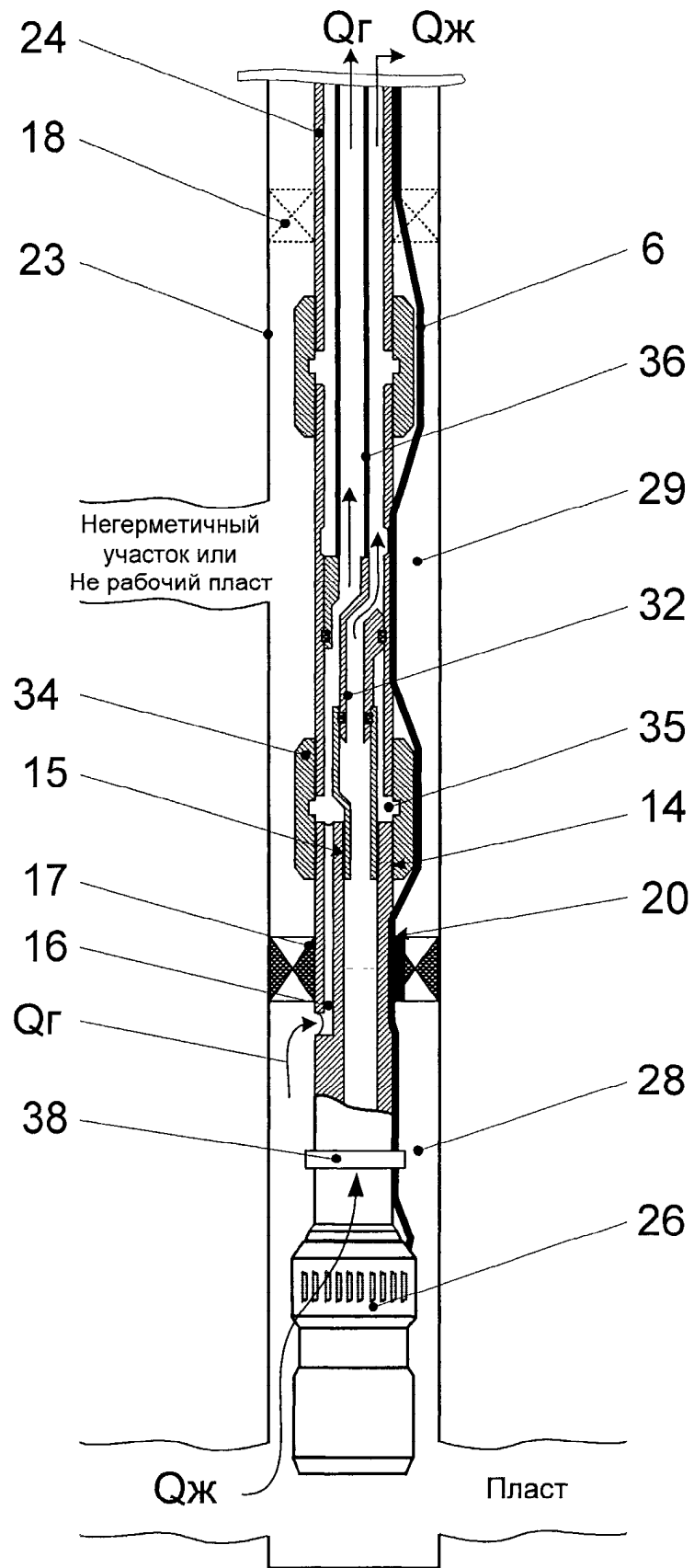




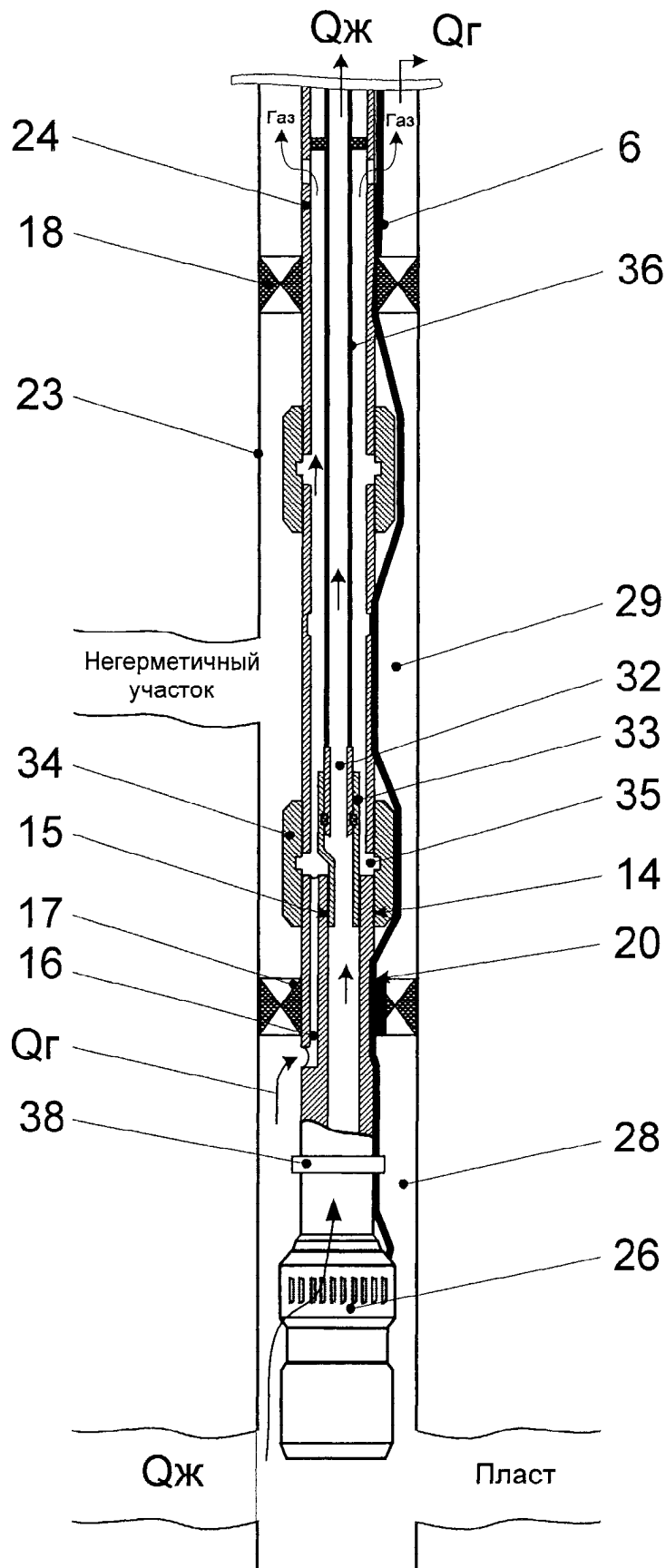
Фиг.9



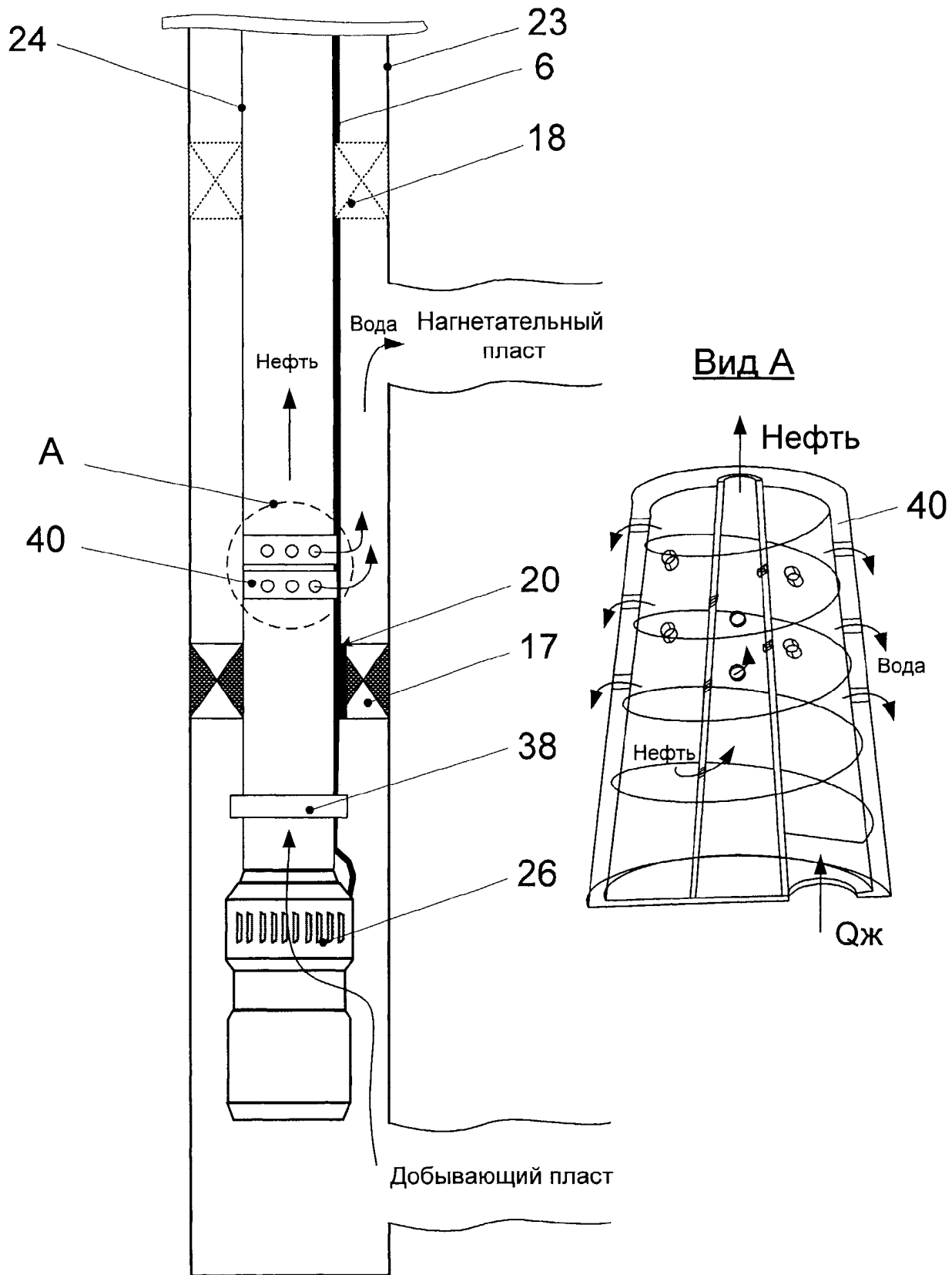
Фиг.10



ФИГ.11



Фиг.12



Фиг.13