



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(19) **RU** (11) **2 328 590** (13) **C1**(51) МПК  
**E21B 43/14** (2006.01)

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) (22) Заявка **2006137251/03**, **20.10.2006**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:

**20.10.2006**(45) Опубликовано: **10.07.2008**, Бюл. № 19(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске **RU 2211311 C2**, **27.08.2003**. **SU 964114 A**, **07.10.1982**. **RU 2262586 C1**, **20.10.2005**. **RU 2017946 C1**, **15.08.1994**. **RU 2180395 C2**, **10.03.2002**. **RU 2206723 C1**, **20.06.2003**. **RU 2211311 C2**, **27.08.2003**. **RU 2221136 C1**, **10.01.2004**. **US 3559740 A**, **02.02.1971**.

Адрес для переписки:

**628616**, Тюменская обл., г. Нижневартовск,  
**ОПС 16, а/я 1178**, ООО НИИ "СибГеоТех"

(72) Автор(ы):

**Шарифов Махир Зафар оглы (RU)**,  
**Леонов Василий Александрович (RU)**,  
**Гарипов Олег Марсович (RU)**,  
**Сорокин Виктор Викторович (RU)**,  
**Азизов Хубали Фатали оглы (RU)**,  
**Соколов Алексей Николаевич (RU)**,  
**Кривова Надежда Рашитовна (RU)**,  
**Воронин Павел Петрович (RU)**,  
**Мамедов Вадим Эльдарович (RU)**,  
**Мокрый Михаил Васильевич (RU)**,  
**Дадашов Заур Дадаш оглы (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Шарифов Махир Зафар оглы (RU)**,  
**Леонов Василий Александрович (RU)**  
**ООО НТП "Нефтегазтехника" (RU)**

(54) СПОСОБ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ИЛИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ И ВАРИАНТЫ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ

(57) Реферат:

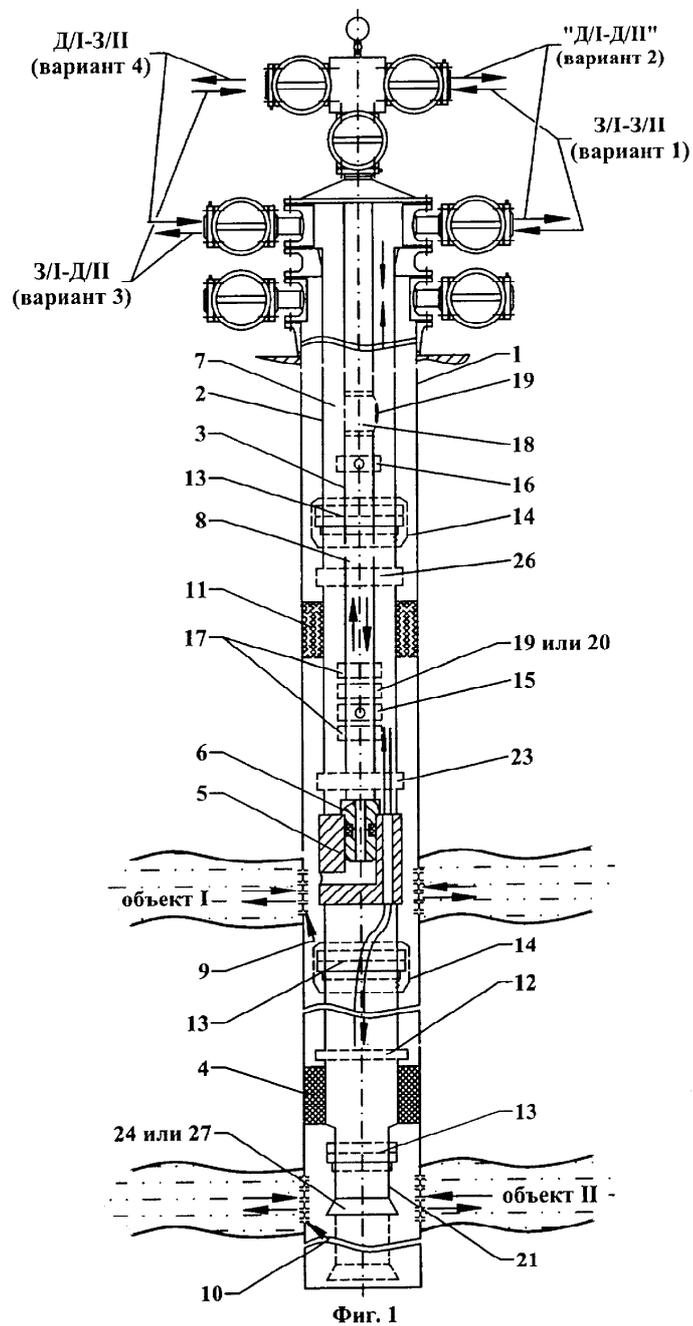
Изобретение относится к области добычи углеводородов (нефти, газа, газоконденсата, газогидрата, смеси) и поддержания пластового давления на многопластовых месторождениях и может быть использовано при одновременно раздельной эксплуатации, по меньшей мере, двух объектов одной фонтанной, газлифтной, насосной или нагнетательной скважины. Обеспечивает повышение эффективности технологии и надежности установки при одновременно раздельной эксплуатации, по меньшей мере, двух объектов одной нагнетательной или добывающей скважины многопластового месторождения.

Сущность изобретения: способ включает спуск последовательно в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину двух колонн труб большего и меньшего диаметра, размещенных одна в другой концентрично. Колонну труб большего диаметра оснащают, по меньшей мере, одним пакером и

одним перепускным узлом или элементом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида. Осуществляют эксплуатацию, по меньшей мере, двух объектов одной скважины. Согласно изобретению разобщают герметично проходные полости колонны труб меньшего и большего диаметра между собой на глубине или ниже, или выше верхнего объекта, для раздельного движения по ним сред. Гидравлически связывают одну из полостей с призабойной зоной верхнего объекта через перепускной узел или элемент, а другую - с призабойной зоной нижнего объекта. При этом перепускной узел или элемент либо выполняют с осевым посадочным каналом, либо снизу снабжают посадочным узлом. Колонну труб меньшего диаметра оснащают разобщающим элементом, который спускают и устанавливают или в осевой посадочный канал перепускного узла или же в посадочный узел ниже перепускного элемента. Для реализации способа предложена два варианта устройства. 3 н. и 23 з.п. ф-лы, 15 ил.

RU 2328590 C1

RU 2328590 C1





FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.  
**E21B 43/14** (2006.01)

## (12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: 2006137251/03, 20.10.2006

(24) Effective date for property rights: 20.10.2006

(45) Date of publication: 10.07.2008 Bull. 19

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),  
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),  
Garipov Oleg Marsovich (RU),  
Sorokin Viktor Viktorovich (RU),  
Azizov Khubali Fatali ogly (RU),  
Sokolov Aleksej Nikolaevich (RU),  
Krivova Nadezhda Rashitovna (RU),  
Voronin Pavel Petrovich (RU),  
Mamedov Vadim Ehl'darovich (RU),  
Mokryj Mikhail Vasil'evich (RU),  
Dadashov Zaur Dadash ogly (RU)

(73) Proprietor(s):

Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),  
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),  
OOO NTP "Neftegaztehnika" (RU)

## (54) SEPARATE MAINTENANCE PROCESS FOR INJECTION OR PRODUCTION WELL AND IMPLEMENTATION VARIANTS

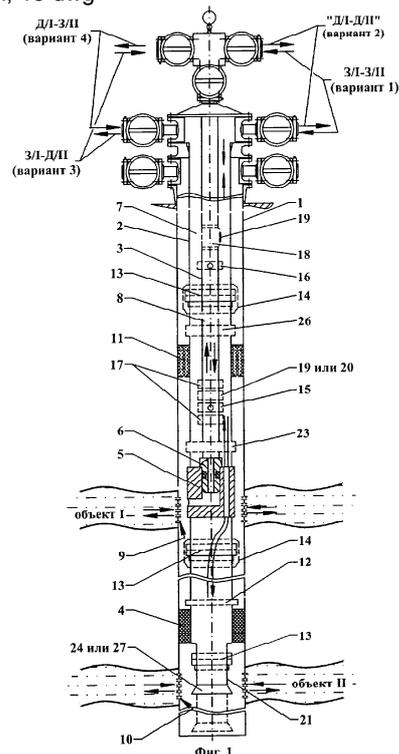
(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: process involves consequential downtake of two pipe strings of larger and smaller diameter, placed one into another, into injection, flowing, pumping or gaslift well. Pipe string of larger diameter is equipped with at least one packer and one bypass group or element for streaming working medium of fluid extracted. At least two targets of one well are operated at the same time. According to the invention, sealed feedthrough cavities of the pipe strings of larger and smaller diameter are dissociated at the depth higher or deeper of the upper target, so that the media were transported by the pipes separately. One cavity is connected hydraulically to the effective drainage area of the upper target by the bypass group or element, and another cavity is connected to the effective drainage area of the lower target. At that, the bypass group or element has either axial landing channel or landing joint at the bottom. Pipe string of smaller diameter features dissociating element, which is installed either in axial landing channel of the bypass group or in the landing joint below the bypass element. Two device variants are offered for implementation of the process.

EFFECT: higher technology efficiency and reliability by dual maintenance.

26 cl, 15 dwg



Изобретение относится к области добычи углеводородов (нефти, газа, газоконденсата, газогидрата, смеси) и поддержания пластового давления (ППД) на многопластовых месторождениях и может быть использовано при отдельной (одновременной, периодической или поочередной) эксплуатации (РЭ), по меньшей мере, двух объектов (пласта, пропластка, залежи углеводородов, участка интервала перфорации, негерметичного участка ствола скважины, участка ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом, интервала с забуркой бокового ствола) одной фонтанной, газлифтной, насосной или нагнетательной скважины. В частности, изобретение может быть применено: при отдельной добыче (РД) углеводородов из объектов одной добывающей скважины; при отдельной закачке (РЗ) рабочего агента (воды, жидкости, газа, пены, пара, эмульсии, смеси для ППД, а также при избытке воды или газа - для их утилизации и пр.) в объекты одной нагнетательной скважины; при внутрискважинной газлифтной добыче; при внутрискважинной закачке пластовой среды из одного объекта в другой; при комбинированном способе - «закачка и добыча» (ЗД) в одной скважине с добывающим (например, нефтяным, газовым, газоконденсатным, газогидратным, нефтяным и газовым и пр.) и нагнетательным (например, водяным, газовым или водяным и газовым) объектами; при эксплуатации насосной скважины с негерметичным стволом; при отдельном исследовании пластов одной скважины; при периодической закачке рабочего агента (например, пара, теплой нефти, ПАВ и пр.) в пласт или пласты, а затем периодического отбора флюида из него или из них; при постоянной или временной эксплуатации, исследовании и герметичном разобщении верхнего объекта (например, отработанного или консервированного пласта, или же негерметичного участка ствола) скважины; при добыче флюида из объекта скважины с одновременной или периодической закачкой рабочего агента (например, ингибитора, промывочной жидкости, газа и пр.) в подпакерное пространство.

Известен способ Шарифова для одновременно отдельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважиной (патент РФ на изобретение № 2253009, E21B 43/14, 27.05.2005 Бюл. № 15), включающий спуск в скважину, по крайней мере, одной колонны труб с постоянным или переменным диаметром без или с заглушенным концом, по меньшей мере, с одним спущенным ниже верхнего пласта пакером гидравлического и/или механического действия без или с разъединителем колонны, ниже и выше которого спущены, по крайней мере, по одному посадочному узлу в виде скважинной камеры или ниппелю со съёмным клапаном для подачи через них рабочего агента, соответственно, в нижний и верхний пласты.

Известен способ одновременно отдельной разработки нескольких эксплуатационных объектов и скважинная установка для его реализации (патент РФ на изобретение № 2211311, E21B 43/14, 27.08.2003 Бюл. № 24), включающий спуск на колонне труб скважинной установки, состоящей из нескольких секций, разделенных пакером, а так же освоение и эксплуатацию объектов, при этом установка оснащена секциями, расположенными над и/или под пакером с техническими параметрами, причем каждая секция включает в себя, по меньшей мере, одну скважинную камеру и/или один ниппель с размещенным в них клапаном, регулирующим поток, при этом, по крайней мере, один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб и/или телескопическим соединением.

Известна скважинная установка для одновременно отдельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной (патент РФ на изобретение № 2262586, E21B 43/12, 34/06, 20.10.2005 Бюл. № 29), включающая спущенные и установленные в скважину одну или несколько колонн труб, по крайней мере, одна колонна труб оснащена, по меньшей мере, двумя устройствами - пакером и разъединителем, при этом установка имеет возможность после спуска и посадки в скважине, по меньшей мере, одного пакера, разъединения от него колонны труб и извлечения из скважины, затем спуска и установки в скважину колонны труб большего или меньшего, или равного диаметра, без или с одним, или несколькими из устройств - пакером, разъединителем, телескопическим соединением и

насосом, причем колонна труб спущена или непосредственно в скважину, или же в колонну труб большего диаметра и не соединена или соединена герметично, но не жестко, через разъединитель с соответствующим посаженным пакером, при этом башмак колонны труб ниже пакера, установленного над или под нижним пластом, гидравлически разобщен или соединен с забоем скважины.

Недостатком известных решений является то, что они конструктивно сложны, менее надежны и менее оперативны по измерению, учету и регулированию технологических параметров каждого пласта при эксплуатации и исследовании добывающей или нагнетательной скважины.

Целью изобретения является повышение эффективности технологии и надежности установки при раздельной эксплуатации, по меньшей мере, двух объектов одной нагнетательной или добывающей скважины.

Эффективность технологии и надежность установки РЭ добывающих или нагнетательных скважин в основном достигается за счет возможности:

1) применения технологии и установки для нагнетательных (РЗ) или добывающих (РД) пластов скважины;

2) применения технологии и установки ЗД для одного нагнетательного и одного добывающего пластов скважины;

3) применения технологии и установки РД для скважины с УЭЦН, УШГН, СА (струйным аппаратом) и пр.;

4) применения установки для ЗД, где сначала (поочередно, периодически) закачивается рабочий агент (например, пар, теплая нефть, ПАВ и пр.), по меньшей мере, в один из двух объектов скважины, а затем временно отбирается из него флюид;

5) применения технологии и установки РЭ для одновременного или поочередного (последовательного, периодического) исследования пластов одной скважины;

6) применения технологии и установки РД для эксплуатации насосной скважины с негерметичным стволом, где пластовая жидкость и газ направляются к устью по отдельному каналу труб;

7) применения технологии и установки ЗД для добычи флюида из объекта скважины с одновременной или периодической закачкой рабочего агента (например, ингибитора, промывочной жидкости, газа и пр.) в подпакерное пространство;

8) применения технологии и установки РЭ для постоянной или временной эксплуатации, исследования и герметичного разобщения одного объекта (например, отработанного или консервированного пласта, или же негерметичного участка ствола) скважины;

9) разукрупнения объектов разработки путем разделения пластов на отдельные пропластки (в зависимости от их проницаемости) в одной скважине с установкой РЭ;

10) добычи и направления флюидов пластов к устью по отдельному каналу труб, чтобы оперативно измерять и вести учет по параметрам (дебит, обводненность, газовый фактор и др.) и регулировать режим работы для каждого пласта при эксплуатации и исследовании фонтанных, газлифтных (непрерывных или периодических) скважин с установкой РД;

11) оперативной установки и регулирования расхода среды на устье для каждого пласта нагнетательной скважины при РЗ путем подбора соответствующего для пластов устьевого штуцера или регулятора расхода среды;

12) регулирования проектного забойного давления, по меньшей мере, для одного из пластов при эксплуатации одной фонтанной, газлифтной или насосной скважины с установкой РД за счет использования забойного клапана в виде регулятора, клапана или штуцера для пластового флюида;

13) одновременной закачки по различным колоннам труб в несколько пластов нагнетательной скважины (с установкой РЗ) рабочих агентов с различными физико-химическими и термобарическими свойствами;

14) снижения капитальных вложений на бурение новых скважин и ускоренного освоения многопластовых месторождений ограниченным количеством скважин с помощью установки РЭ;

15) оптимизации профиля притока или приемистости с помощью установки РЭ путем создания дифференцированной депрессии на пропластки или пласты с разной проницаемостью;

16) повышения нефтеотдачи с помощью установки РЭ за счет продления рентабельной эксплуатации малорентабельных (низкодебитных, высокообводненных) пластов и за счет оптимизации процесса вытеснения нефти рабочей средой в неоднородных пластах;

17) использования технологии и установки РЗ для внутрискважинной закачки для ППД или же для внутрискважинного газлифта путем подачи газа или пластового флюида с высоким газовым фактором из одного пласта в колонну труб скважины для добычи пластового флюида из другого пласта;

18) использования технологии и установки РЗ для газогазового воздействия на пласт;

19) использования технологии и установки РЭ для добычи высоковязкой нефти путем направления потока вниз и нагревания его за счет температур нижерасположенных горных пород, уменьшения потерь температур в подъемнике, снижения вязкости нефти за счет гидротранспорта (отбора менее вязкой продукции из нижерасположенного пласта) и разрушения ее структуры, а также для добычи высоковязкой нефти путем закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну и отбора высоковязкой нефти периодически или непрерывно через эту же или через другую колонну труб;

20) использования технологии и установки РЭ для нестационарного воздействия на пласты как за счет изменения режима закачки рабочего агента, так и за счет изменения режимов отбора пластовых флюидов;

21) использования технологии и установки РЭ для создания проницаемых экранов в пласте между разрабатываемым объектом (нефтяным) и газовой шапкой или подошвенной водой путем непрерывной или периодической закачки через колонны труб рабочей среды - воды, водонефтяной эмульсии, химреагентов, тампонажного раствора и пр.

22) использования технологии и установки РЭ для эксплуатации горизонтальной или разветвленной скважины, или скважины с забуренным боковым стволом или стволами;

23) использования технологии и установки РЭ для углубления точки инъекции рабочего агента ниже пласта при газлифтной или струйной эксплуатации, а также для внутрискважинной сепарации и утилизации воды в один из пластов при добыче высокообводненной продукции из другого пласта;

24) использования технологии и установки РЭ для гидроразрыва (поинтервального, селективного, направленного, точечного) отдельных пластов и пропластков, а также для совместной эксплуатации разных добывающих пластов (газового, нефтяного и пр.) одной скважины;

25) использования технологии и установки РЭ при разработке месторождений газогидратов для закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну, а через другую колонну труб отбора углеводородного газа в непрерывном режиме или отбора в периодическом режиме.

Положительный эффект и технический результат от использования изобретения, в основном, достигается за счет: повышения эффективности, надежности и функциональности установки РД, РЗ и ЗД; внутрискважинной закачки; отдельного исследования и регулирования параметров продуктивных пластов; сокращения капитальных затрат на бурение дополнительных скважин для полного освоения извлекаемых запасов; повышения добычи продукции за счет целенаправленного регулирования, оптимизации и стабилизации работы скважины; целенаправленного регулирования расхода рабочей среды; сокращения затрат и времени на проведение ремонтных работ на скважине; увеличения срока службы скважины и подземного оборудования.

Способ отдельной эксплуатации включает в себя спуск последовательно в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину двух колонн труб большего и меньшего диаметра, размещенных одна в другую концентрично, причем колонна труб большего диаметра оснащена, по меньшей мере, одним пакером и одним

перепускным узлом или элементом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида, и эксплуатацию, по меньшей мере, двух объектов одной скважины. При этом цель изобретения, с технологической точки зрения, достигается тем, что разобщают герметично проходные полости колонны труб меньшего и большего диаметра между собой на глубине или ниже, или выше верхнего объекта для раздельного движения по ним сред, и гидравлически связывают одну из полостей с призабойной зоной верхнего объекта через перепускной узел или элемент, а другую - с призабойной зоной нижнего объекта, при этом перепускной узел или элемент либо выполняют с осевым посадочным каналом, либо снизу снабжают посадочным узлом, а колонну труб меньшего диаметра оснащают разобщающим элементом, который спускают и устанавливают или в осевой посадочный канал перепускного узла, или же в посадочный узел ниже перепускного элемента.

Для реализации способа, в частном случае, дополнительно выполняют также одну или несколько из следующих технологических операций:

- нижний и верхний объекты скважины используют в качестве нагнетательных, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом проектные расходы рабочего агента закачивают с устья скважины, соответственно, в нижний объект через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а в верхний объект - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, причем над верхним объектом устанавливают дополнительный пакер;

- нижний и верхний объекты скважины используют в качестве нагнетательных, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом проектные расходы рабочего агента закачивают с устья скважины, соответственно, в нижний объект через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а в верхний объект - через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра;

- нижний и верхний объекты скважины используют в качестве добывающих, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебиты флюида измеряют и регулируют на устье скважины, соответственно, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а из верхнего объекта - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра;

- нижний и верхний объекты скважины используют в качестве добывающих, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, соответственно, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а из верхнего объекта - через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра;

- используют нижний объект в качестве добывающего, а верхний объект скважины - в качестве нагнетательного, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а проектный расход рабочего агента в верхний объект закачивают с устья скважины через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, причем над верхним объектом устанавливают дополнительный пакер;

- используют нижний объект в качестве добывающего, а верхний объект скважины - в качестве нагнетательного, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а проектный расход рабочего агента в верхний объект закачивают с устья скважины через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра;

5 - используют нижний объект в качестве нагнетательного, а верхний объект скважины - в качестве добывающего, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом проектный расход рабочего агента в нижний объект закачивают с устья скважины через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из верхнего объекта через проходную полость колонны труб меньшего диаметра;

10 - используют нижний объект в качестве нагнетательного, а верхний объект скважины - в качестве добывающего, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом проектный расход рабочего агента в нижний объект закачивают с устья скважины через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из верхнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра;

15 - используют один из объектов скважины в качестве нагнетательного, а другой - в качестве добывающего, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом колонну труб меньшего диаметра на глубине или выше, или ниже верхнего объекта оснащают струйным аппаратом, здесь рабочий агент закачивают в нагнетательный объект с устья скважины  
20 либо через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, причем определенное количество из закачиваемого расхода рабочего агента направляют через струйный аппарат, соответственно, или в проходную полость колонны труб меньшего диаметра, или же в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и  
25 меньшего диаметра, для создания дополнительной депрессии на убывающий объект и подъема его флюида на поверхность скважины;

- используют два объекта скважины в качестве добывающих, эксплуатируемых фонтанным или насосным, или комбинированным «фонтанно-насосным» способом, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а  
30 другой между объектами, при этом определенное количество добываемого флюида из объекта с большим приведенным забойным давлением или из объекта, гидравлически связанного с приемом насоса, направляют через струйный аппарат, либо в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо - в проходную полость колонны труб меньшего диаметра, для создания дополнительной  
35 депрессии на добывающий объект с меньшим забойным давлением и подъема его флюида на поверхность скважины;

- используют два объекта в скважине в качестве добывающих, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом колонну труб меньшего диаметра на глубине или выше,  
40 или ниже верхнего объекта оснащают регулятором, клапаном или штуцером, при этом из одного объекта добывают флюиды - жидкие углеводороды, а из другого объекта добывают флюид - углеводородный газ, причем определенное количество добываемого углеводородного газа направляют через регулятор, клапан или штуцер, либо в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо в  
45 проходную полость колонны труб меньшего диаметра, для добычи флюида - жидких углеводородов из соответствующего объекта и подъема его на поверхность скважины внутрискважинным газлифтным способом;

- в качестве каждого объекта принимают один из следующих элементов: пласт, пропласток, залежь углеводородов, участок интервала перфорации, негерметичный  
50 участок ствола скважины, участок ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом и интервал с забуркой бокового ствола скважины, а в качестве добываемого флюида предусматривают углеводороды - нефть, в том числе вязкую, газ, свободный пластовый газ и газоконденсат, в качестве рабочего агента используют воду, газ, жидкость,

водонефтяную эмульсию, добываемые флюиды, пар, газожидкостную смесь, ингибитор или промывочную жидкость;

5 - в качестве нижнего объекта принимают пласт, из которого флюид добывается насосным способом, а в качестве верхнего объекта - участок ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом, причем колонну труб большего диаметра выше насоса оснащают, по меньшей мере, одним пакером для разобщения негерметичного участка ствола скважины от приема насоса, при этом добывают флюид из пласта либо через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, либо через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, и, соответственно, пластовый свободный газ направляют через перепускной узел или элемент из участка ствола скважины либо в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо в проходную полость колонны труб меньшего диаметра.

10 Установка для реализации способа включает последовательно спущенные и установленные в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину две колонны труб большего и меньшего диаметра, размещенные одна в другой концентрично, причем колонна труб большего диаметра оснащена, по меньшей мере, одним пакером механического, импульсного, гидромеханического или гидравлического действия, расположенным между или выше эксплуатируемыми объектами, и одним перепускным узлом или элементом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида. При этом цель изобретения с технической точки зрения достигается тем, что:

20 Вариант (исполнение) 1. Колонна труб меньшего диаметра снабжена разобщающим элементом и установлена в осевой посадочный канал перепускного узла, при этом полость колонны труб меньшего диаметра гидравлически связана с призабойной зонной верхнего или нижнего объекта, а полость, образующаяся между колоннами труб, гидравлически связана с призабойной зонной, наоборот, нижнего или верхнего объекта

Для реализации установки, в частном случае, дополнительно выполняют также одну или несколько из следующих технических решений:

30 - перепускной узел выполнен в виде муфты перекрестного течения с внутренним уплотняющим полым штоком или без него, по меньшей мере, с одним эксцентричным сквозным или несквозным каналом для движения потока среды, соответственно, нижнего или верхнего объекта, осевым несквозным или сквозным каналом для движения потока среды, соответственно, верхнего или нижнего объекта и, по меньшей мере, с одним поперечным - радиальным каналом, соединяющимся либо с осевым несквозным каналом, либо - с эксцентричным несквозным каналом для движения потока среды верхнего объекта, причем разобщающий элемент выполнен в виде корпуса или полого штока с внутренними или наружными уплотнительными элементами;

35 - перепускной узел выполнен в виде ниппеля с поперечными - радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, ниже которых в ниппеле имеется осевой сквозной канал под разобщающий элемент в виде полого штока с упорным буртом, причем либо полый шток, либо ниппель выполнен, соответственно, с наружными или внутренними уплотнительными элементами;

40 - перепускной узел выполнен в виде корпуса с поперечными - радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, внутри которого размещена подпружиненная или зафиксированная срезными винтами или фиксатором уплотняющая скользящая полая втулка с возможностью гидравлического разобщения поперечных-радиальных каналов от полости корпуса и их соединения с полостью корпуса при спуске в перепускной узел разобщающего элемента в виде полого штока;

45 - колонна труб большего диаметра оснащена двумя пакерами, один из которых установлен между объектами для их разобщения, а другой - выше верхнего объекта для исключения воздействия забойного давления верхнего объекта на ствол скважины, при этом пакера спущены в скважину либо раздельно - двумя спусками колонны труб, либо одновременно - одним спуском колонны труб, причем по их действию конструктивно они

могут быть выполнены в любой комбинации;

- колонна труб большего диаметра между пакерами оснащена разъединителем колонны или телескопическим соединением для последовательности или поочередности срыва пакеров при подъеме установки из скважины;

5 - колонны труб меньшего и/или большего диаметра имеют постоянное или переменное сечение и дополнительно оснащены, на глубине или выше, или ниже верхнего и/или нижнего объектов, одним или несколькими из элементов - насосом, кожухом насоса, струйным аппаратом, центраторами, по меньшей мере, одной скважинной камерой, съемным или не съемным регулятором, клапаном, штуцером или глухой пробкой, регулирующим устройством с импульсной трубкой управления, разделителем потока среды, циркуляционным устройством, хвостовиком, посадочным ниппелем для съемного клапана, заглушкой, направляющей воронкой.

10  
15  
20  
25  
30  
35  
40  
45  
Вариант (исполнение) 2. В установке перепускной элемент снизу оснащен посадочным узлом, а колонна труб меньшего диаметра снабжена разобщающим элементом, который установлен в посадочный узел, при этом полость колонны труб меньшего диаметра гидравлически связана с призабойной зонной нижнего объекта и, соответственно, полость, образующаяся между колоннами труб, гидравлически связана через перепускной элемент с призабойной зонной верхнего объекта, при этом посадочной узел выполнен либо в виде ниппеля со сквозным осевым каналом, либо в виде муфты с уплотняющим полым штоком и сквозным осевым каналом, а разобщающий элемент выполнен в виде полого штока или корпуса, перепускной элемент выполнен в виде скважинной камеры или патрубка со сквозными продольными - радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, причем или разобщающий элемент, или же посадочный узел выполнен с наружными или внутренними уплотнительными элементами.. При этом посадочной узел может быть выполнен либо в виде ниппеля со сквозным осевым каналом, либо в виде муфты с уплотняющим полым штоком и сквозным осевым каналом, а разобщающий элемент выполнен в виде полого штока или корпуса, перепускной элемент выполнен в виде скважинной камеры или патрубка со сквозными продольными - радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, причем или разобщающий элемент, или же посадочный узел выполнен с наружными или внутренними уплотнительными элементами. При этом колонна труб большего диаметра может быть оснащена двумя пакерами, один из которых установлен между объектами для их разобщения, а другой - выше верхнего объекта для исключения воздействия забойного давления верхнего пласта на ствол скважины. Пакера спущены в скважину либо раздельно - двумя спусками колонны труб, либо одновременно - одним спуском колонны труб, причем по их действию конструктивно они выполнены в любой комбинации. Кроме того, колонна труб большего диаметра между пакерами может быть оснащена разъединителем колонны или телескопическим соединением для последовательности или поочередности срыва пакеров при подъеме установки из скважины. А также колонны труб меньшего и/или большего диаметра имеют постоянное или переменное сечение и дополнительно оснащены, на глубине или выше, или ниже верхнего и/или нижнего объектов, одним или несколькими из элементов - насосом, кожухом насоса, струйным аппаратом, центраторами, по меньшей мере, одной скважинной камерой, съемным или не съемным регулятором, клапаном, штуцером или глухой пробкой, регулирующим устройством с импульсной трубкой управления, разделителем потока среды, циркуляционным устройством, хвостовиком, посадочным ниппелем для съемного клапана, заглушкой, направляющей воронкой.

50 Принципиальные виды технологии и установки РЭ в разных исполнениях приводятся на фигурах 1-6, а именно на фиг.1, 2 - установки РЭ с перепускным узлом в виде муфты перекрестного течения; на фиг.3, 4 - установки РЭ с посадочным узлом под разобщитель; на фиг.5 - установка РД с перепускным узлом в виде муфты перекрестного течения для насосной скважины с негерметичным стволом; на фиг.6 - установка РД с посадочным узлом под разобщитель для насосной скважины с негерметичным стволом; на фиг.7, 8 - исполнение перепускного узла в виде муфты перекрестного течения; на фиг. 9, 10 -

исполнение разреза А-А по фигуре 7; на фиг.11, 12 - исполнение разреза Б-Б по фигуре 8; на фиг.13 - перепускной или посадочный узел в виде ниппеля, соответственно, с поперечными - радиальными каналами или без них; на фиг.14, 15 - исполнение перепускного узла в виде корпуса с уплотняющей скользящей полый втулкой.

5        Вариант (исполнение установки) 1. Для этого варианта установка (фиг.1, 2, 5) включает в себя спущенные и установленные в скважину 1 постоянного или переменного сечения две колонны труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, причем колонна труб большего диаметра 2 оснащена, по меньшей мере, одним пакером 4 (например, механического, импульсного, гидромеханического, гидравлического или иного действия),  
10        расположенным между (см. фиг.1, 2) или выше (см. фиг.5) эксплуатируемыми верхним I и нижним II объектами, и одним перепускным узлом 5 для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида. При этом перепускной узел 5 спущен выше (см. фиг.1, 2) или ниже (см. фиг.5) пакера 4 на колонну труб большего диаметра 2 и установлен на глубине или выше, или ниже верхнего объекта I для движения потока среды - закачки рабочего агента в верхний объект I или добычи из него флюида. При этом колонна труб меньшего диаметра 3 оснащена разобщающим элементом 6, спущенным и установленным в перепускной узел 5 для герметичного изолирования между собой двух проходных полостей колонны труб 7 и 8. Здесь полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 гидравлически связана с призабойной зонной 9 (см. фиг.1, 5) или 10 (см. фиг.2), соответственно, верхнего I или нижнего II объекта и, соответственно, полость 7, образуемая между колоннами труб 2 и 3, гидравлически связана с призабойной зонной 10 (см. фиг.1) или 9 (см. фиг.2), наоборот, нижнего II или верхнего I объекта. Колонна труб большего диаметра 2 выше верхнего объекта II (см. фиг.1, 2) может быть оснащена дополнительным пакером 11 (например, механического, импульсного, гидромеханического, гидравлического или иного действия) для исключения воздействия забойного давления верхнего объекта I на ствол скважины 1. При этом пакера 4 и 11 в скважине 1 могут быть спущены отдельно (двумя спусками) или одновременно (одним спуском), причем по их действию конструктивно они могут быть выполнены в любой комбинации, например, верхний 11 и нижний 4 выполнены гидравлическими или механическими, или один из них выполнен гидравлическим, а другой - механическим, и прочие. Колонна труб большего диаметра 2 между пакерами 4 и 11 может быть оснащена разъединителем колонны или телескопическим соединением 12 для последовательности или поочередности срыва пакеров (в частности, гидравлических и пр.) 4 и 11 при подъеме установки из скважины 1. Колонны труб меньшего 3 и/или большего 2 диаметра на глубине или выше, или ниже верхнего объекта I дополнительно могут быть оснащены одним или несколькими из элементов - насосом 13 (см. фиг.2, 4 - 6), например в виде ШГН или ЭЦН; кожухом 14 (см. фиг.1, 3) для насоса УЭЦН, что бы соединить прием ЭЦН с полостью 8 колонны труб меньшего диаметра 3 и, наоборот, разобщения его от полости 7 между колоннами труб 2 и 3; струйным аппаратом 15 или 16 (см. фиг.1-4); центраторами 17 (см. фиг.1); по меньшей мере, одной скважинной камерой 18 (см.фиг.1-4); съёмным или не съёмным 19 регулятором, клапаном (например, газлифтным или обратным, и пр.) или штуцером, размещенным концентрично (см. фиг.1, 2) или эксцентрично относительно колонны труб (см. фиг.3, 4), или глухой пробкой; регулирующим устройством с импульсной трубкой управления 19 (см. фиг.1) для обеспечения его открытия и закрытия с поверхности скважины; разделителем потока среды 20 (см. фиг.1, 2) для разделения и перепуска части рабочей среды из одной полости в другую; хвостовиком 21 (см. фиг.1, 2) или 22 (см. фиг.2); посадочным ниппелем 23, 24 (см. фиг.1-4) под съёмный (опрессовочный) клапан (см. фиг.1, 4); заглушкой 25 (см. фиг.2, 3); циркуляционным устройством 26 (см. фиг.1-6); направляющей воронкой 27 (см. фиг.1, 2, 4).

50        Вариант (исполнение установки) 2. Для этого варианта установка (фиг.3, 4, 6) также включает в себя спущенные и установленные в скважину 1 постоянного или переменного сечения две колонны труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, причем колонна труб большего диаметра 2 оснащена, по меньшей мере, одним пакером 4 (например,

механического, импульсного, гидромеханического, гидравлического или иного действия), расположенным между (см. фиг.3, 4) или выше (см. фиг.6) эксплуатируемыми верхним I и нижним II объектами, и одним перепускным элементом 27 для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида. При этом ниже перепускного элемента 27, расположенного на глубине или выше или ниже верхнего объекта I, колонна труб большего диаметра 2 оснащена посадочным узлом 28, а колонна труб меньшего диаметра 3 оснащена разобщающим элементом 6, спущенным и установленным в посадочный узел 28, для герметичного изолирования между собой двух проходных полостей 7 и 8 колонны труб большего 2 и меньшего 3 диаметра. Полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 гидравлически связана с призабойной зонной 10 нижнего объекта II и, соответственно, полость 7, образуемая между колоннами труб 2 и 3, гидравлически связана через перепускной элемент 27 с призабойной зонной 9 верхнего объекта I.

В установке (вариант 1 - см. фиг.1, 2, 5) перепускной узел 5 может быть выполнен в виде муфты (см. фиг.7, 8, 9-12) перекрестного течения 29 с внутренним уплотняющим полым штоком 30 или без него, по меньшей мере, с одним эксцентричным сквозным 31 (исполнение 1 - см. фиг.7, 9, 10) или несквозным 32 (исполнение 2 - см. фиг.8, 11, 12) каналом для движения потока среды, соответственно, нижнего II или верхнего I объекта, осевым несквозным 33 (см. фиг.7, 9, 10) или сквозным 34 (см. фиг.8, 11, 12) каналом для движения потока среды, соответственно, верхнего I или нижнего II объекта и, по меньшей мере, с одним поперечным - радиальным каналом 35, соединяющимся либо с осевым несквозным каналом 33 (см. фиг.7, 9, 10), либо - с эксцентричным несквозным каналом 32 (см. фиг.8, 11, 12) для движения потока среды верхнего I объекта. Здесь разобщающий элемент 6 выполнен в виде корпуса (см. фиг.8) или полого штока (см. фиг.7) с внутренними или наружными уплотнительными элементами 36. Перепускной узел 5 (исполнение 3) также может быть выполнен в виде ниппеля 37 (см. фиг.13) с поперечными - радиальными каналами 38 для движения потока среды верхнего объекта I, ниже которых в ниппеле 37 имеется осевой сквозной канал 39 под разобщающий элемент 6, при этом разобщающий элемент 6 выполнен в виде полого штока с упорным буртом 40, причем либо разобщающий элемент 6, либо ниппель 37 выполнен с наружными или внутренними уплотнительными элементами 36. Кроме того, перепускной узел 5 (исполнение 4, 5) может быть выполнен в виде корпуса 41 (см. фиг.14, 15) с поперечными - радиальными каналами 42 для движения потока среды верхнего объекта I, внутри которого размещена (подпружиненная или зафиксированная срезными винтами или фиксатором) уплотняющая скользящая полая втулка 43 с возможностью гидравлического разобщения поперечных - радиальных каналов 42 от полости корпуса 41 (для опрессовки колонны труб большего диаметра 2 после спуска в скважину 1) и их соединения с полостью корпуса 41 при спуске и установке в него разобщающего элемента 6 в виде полого штока.

В установке (вариант 2 - см. фиг.3, 4, 6) посадочной узел 28 может быть выполнен в виде ниппеля 37 (см. фиг.13) или муфты 29 (см. фиг.7, 8) с уплотняющим полым штоком 30. Ниппель 37 или муфта 29 имеет сквозной осевой канал, соответственно, 39 или 34 (при этом на фигурах 13 и 8 каналы 38 и 32, 35 отсутствуют), или же 33 (при этом на фиг.7 несквозной канал 33 выполняется, наоборот, сквозной, а каналы 31 и 35 отсутствуют), причем разобщающий элемент 6 выполнен в виде полого штока (см. фиг.13, 7) или корпуса (см. фиг.8). Здесь (см. фиг.3, 4, 6) перепускной элемент 27 в установке может быть выполнен в виде скважинной камеры (см. фиг.4) или патрубка (см. фиг.3, 6) со сквозными поперечными - радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта I, причем либо разобщающий элемент 6, либо ниппель 37 (см. фиг.13) или муфта 29 (см. фиг.7, 8) выполнены с уплотнительными элементами 36.

Технология РЭ реализуется с помощью установки (см. фиг.1-6) для следующих вариантов способа:

- Вариант 1. «З/И - З/II» - закачка рабочей среды (З) в верхний (I) и нижний II объекты;
- Вариант 2. «Д/I - Д/II» - добыча флюидов (Д) из верхнего (I) и нижнего II объектов;

Вариант 3. «З/І - Д/ІІ» - закачка рабочей среды (З) в верхний объект (І) и добыча флюида из нижнего объекта ІІ;

Вариант 4. «Д/І - З/ІІ» - добыча флюида из верхнего объекта (І) и закачка рабочей среды (З) в нижний объект ІІ.

5 В качестве каждого объекта І или ІІ принимается один из элементов: пласт, пропласток, залежь углеводородов, негерметичный участок ствола, участок интервала перфорации (см. фиг.1-3), участок ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом (см. фиг.5, 6) и интервал с забуркой бокового ствола (см. фиг.4) скважины. В качестве добываемого флюида предусматривают углеводороды - нефть, в том числе вязкую, газ, свободный пластовый газ, газоконденсат. В качестве рабочего агента используют воду, газ, жидкость, водонефтяную эмульсию, добываемые флюиды, пар или газожидкостную смесь.

10 При реализации каждого из вариантов 1-4 в установке (см. фиг.1-6) разобщают герметично проходные полости 8 и 7 колонны труб меньшего 3 и большего 2 диаметра между собой на глубине или ниже, или выше верхнего объекта І, для отдельного движения по ним сред, и гидравлически связывают одну из полостей 8 или 7 с призабойной зоной 9 верхнего объекта І, а другую, соответственно, 7 или 8 - с призабойной зоной 10 нижнего объекта ІІ.

15 Вариант «З/І - З/ІІ». Если нижний ІІ и верхний І объекты скважины 1 используют в качестве нагнетательных, то при этом проектные расходы рабочего агента закачивают с устья скважины 1 и направляют с помощью установки (см. фиг.1-4) в нижний объект ІІ либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.1), либо через проходную полость колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.2-4) и, соответственно, в верхний объект І направляют либо через 20 проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (фиг.1), либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.2-4), причем над верхним объектом І, в частном случае, устанавливают дополнительный пакер 11 для исключения воздействия давления закачки - забойного давления на стенки ствола скважины 1.

25 Вариант «Д/І - Д/ІІ». Если нижний ІІ и верхний І объекты скважины 1 используют в качестве добывающих, то при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины 1, отбирая его с помощью установки (см. фиг.1-4) из нижнего объекта ІІ либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.1), либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.2-4) и, соответственно, отбирая из верхнего объекта І либо через проходную 30 полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.1), либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.2-4), причем над верхним объектом І, в частном случае (в основном для изношенного ствола скважины 1), устанавливают дополнительный пакер 11 для исключения воздействия забойного давления на эксплуатационную колонну скважины 1.

35 Вариант «З/І - Д/ІІ». Если используют нижний объект ІІ в качестве добывающего, а верхний объект І скважины 1 - в качестве нагнетательного, то дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины 1, отбирая его с помощью установки (см. фиг.1-4) из нижнего объекта ІІ либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб 40 большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.1), либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.2-4), при этом проектный расход рабочего агента в верхний объект І закачивают с устья скважины 1, соответственно, либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.1), либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.2-4), 50 причем над верхним объектом І, в частном случае, устанавливают дополнительный пакер 11 для исключения воздействия давления закачки - забойного давления на стенки ствола скважины 1.

Вариант «Д/І - З/ІІ». Если используют нижний объект ІІ в качестве нагнетательного,

а верхний объект I скважины 1 - в качестве добывающего, то проектный расход рабочего агента в нижний объект II закачивают с устья скважины 1 либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.1), либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.2-4), при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины 1, отбирая его с помощью установки (см. фиг.1-4) из верхнего объекта I либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.1), либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра (см. фиг.2-4).

Вариант «3/I - Д/II» или «Д/I - 3/II». Если используют один I или II из объектов скважины 1 в качестве нагнетательного, а другой II или I - в качестве добывающего, то колонну труб меньшего диаметра 3 на глубине или выше, или ниже верхнего объекта I оснащают струйным аппаратом 15 или 16 (например, см. фиг.1-4), при этом рабочий агент закачивают в нагнетательный объект I или II с устья скважины 1 либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, либо - через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3, причем определенное количество из закачиваемого расхода рабочего агента направляют через струйный аппарат 15 или 16, соответственно, или в проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3, или же в проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, для создания дополнительной депрессии на добывающий объект II или I и подъема его флюида на поверхность скважины 1.

Вариант «Д/I - Д/II». Если используют два объекта I и II скважины 1 в качестве добывающих, эксплуатируемых фонтанным или насосным, или комбинированным «фонтанно-насосным» способом, то определенное количество добываемого флюида из объекта I или II с большим приведенным забойным давлением или из объекта II или I, гидравлически связанного с приемом насоса 14, направляют через струйный аппарат 15 или 16 (см. фиг.1-4), либо в проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, либо - в проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3, для создания дополнительной депрессии на добывающий объект I или II с меньшим забойным давлением и подъема его флюида на поверхность скважины 1.

Вариант «Д/I - Д/II». Если используют два объекта I и II в скважине 1 в качестве добывающих, причем колонну труб меньшего диаметра 8 на глубине или выше, или ниже верхнего объекта I оснащают съемным регулятором, клапаном или штуцером 19 (см. фиг.3, 4), при этом из одного объекта I или II добывают флюиды - жидкие углеводороды, а из другого объекта II или I добывают флюид - углеводородный газ, причем определенное количество добываемого углеводородного газа направляют через съемный регулятор, клапан или штуцер 19, либо в проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, либо в проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3, для добычи флюида - жидких углеводородов из соответствующего объекта и подъема его на поверхность скважины 1 внутрискважинным газлифтом способом.

Вариант «Д/II - Д/I». В качестве нижнего объекта II принимают пласт, из которого добывают флюид насосным способом (см. фиг.5, 6), а в качестве верхнего объекта I - участок ствола скважины 1 с накопленным свободным пластовым газом, причем колонну труб большего диаметра 2 выше насоса 13 оснащают, по меньшей мере, одним пакером 4 для разобщения негерметичного участка ствола (НУС) скважины 1 от приема насоса 13, при этом добывают флюид из пласта II либо через проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра 3 (см. фиг.6), либо через проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего 3 диаметра, и, соответственно, пластовый свободный газ направляют через перепускной узел 5 (см. фиг.5) или элемент 27 (см. фиг.6) из участка I ствола скважины 1 либо в проходную полость 7, образующуюся между колоннами труб большего 2 и меньшего диаметра 3, либо в проходную полость 8 колонны труб меньшего диаметра.

#### Формула изобретения

1. Способ отдельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей

скважины, включающий спуск последовательно в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину двух колонн труб большего и меньшего диаметра, размещенных одна в другой концентрично, причем колонна труб большего диаметра оснащена, по меньшей мере, одним пакером и одним перепускным узлом или элементом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида, и эксплуатацию, по меньшей мере, двух объектов одной скважины, отличающийся тем, что разобщают герметично проходные полости колонны труб меньшего и большего диаметра между собой на глубине или ниже, или выше верхнего объекта для отдельного движения по ним сред и гидравлически связывают одну из полостей с призабойной зоной верхнего объекта через перепускной узел или элемент, а другую - с призабойной зоной нижнего объекта, при этом перепускной узел или элемент либо выполняют с осевым посадочным каналом, либо снизу снабжают посадочным узлом, а колонну труб меньшего диаметра оснащают разобщающим элементом, который спускают и устанавливают или в осевой посадочный канал перепускного узла, или же в посадочный узел ниже перепускного элемента.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что нижний и верхний объекты скважины используют в качестве нагнетательных, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом проектные расходы рабочего агента закачивают с устья скважины, соответственно, в нижний объект через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а в верхний объект - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра.

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что проектные расходы рабочего агента закачивают с устья скважины, соответственно, в нижний объект через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а в верхний объект - через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что нижний и верхний объекты скважины используют в качестве добывающих, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебиты флюида измеряют и регулируют на устье скважины, соответственно, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а из верхнего объекта - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра.

5. Способ по п.4, отличающийся тем, что дебиты флюида измеряют и регулируют на устье скважины, соответственно, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а из верхнего объекта - через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют нижний объект в качестве добывающего, а верхний объект скважины - в качестве нагнетательного, причем колонну труб большего диаметра оснащают двумя пакерами, один из которых устанавливают над, а другой между объектами, при этом дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а проектный расход рабочего агента в верхний объект закачивают с устья скважины через проходную полость колонны труб меньшего диаметра.

7. Способ по п.6, отличающийся тем, что дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из нижнего объекта через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а проектный расход рабочего агента в верхний объект закачивают с устья скважины через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра.

8. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют нижний объект в качестве нагнетательного, а верхний объект скважины - в качестве добывающего, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а

другой между объектами, при этом проектный расход рабочего агента в нижний объект

закачивают с устья скважины через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, а дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из верхнего объекта через проходную полость колонны труб

5

меньшего диаметра.  
9. Способ по п.8, отличающийся тем, что проектный расход рабочего агента в нижний объект закачивают с устья скважины через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, а дебит флюида измеряют и регулируют на устье скважины, отбирая его из верхнего объекта через проходную полость, образующуюся между колоннами труб

10

большого и меньшего диаметра.  
10. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют один из объектов скважины в качестве нагнетательного, а другой - в качестве добывающего, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом колонна труб меньшего диаметра на глубине или выше, или ниже верхнего объекта оснащают струйным аппаратом, здесь рабочий агент закачивают в нагнетательный объект с устья скважины либо через проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо - через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, причем определенное количество из закачиваемого расхода рабочего агента направляют через струйный аппарат, соответственно, или в проходную полость колонны труб меньшего диаметра, или же в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, для создания дополнительной депрессии на добывающий объект и подъема его флюида на поверхность скважины.

15

20

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют два объекта скважины в качестве добывающих, эксплуатируемых фонтанным или насосным, или комбинированным «фонтанно-насосным» способом, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом определенное количество добываемого флюида из объекта с большим приведенным забойным давлением или из объекта, гидравлически связанного с приемом насоса, направляют через струйный аппарат, либо в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо - в проходную полость колонны труб меньшего диаметра для создания дополнительной депрессии на добывающий объект с меньшим забойным давлением и подъема его флюида на поверхность скважины.

25

30

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют два объекта в скважине в качестве добывающих, причем пакер устанавливают либо только между объектами, либо один пакер устанавливают над, а другой между объектами, при этом колонны труб меньшего диаметра на глубине или выше, или ниже верхнего объекта оснащают регулятором, клапаном или штуцером, при этом из одного объекта добывают флюиды - жидкие углеводороды, а из другого объекта добывают флюид - углеводородный газ, причем определенное количество добываемого углеводородного газа направляют через регулятор, клапан или штуцер, либо в проходную полость, образующуюся между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо в проходную полость колонны труб меньшего диаметра для добычи флюида - жидких углеводородов из соответствующего объекта и подъема его на поверхность скважины внутрискважинным газлифтным способом.

35

40

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве каждого объекта принимают один из элементов: пласт, пропласток, залежь углеводородов, участок интервала перфорации, негерметичный участок ствола скважины, участок ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом, интервал с забуркой бокового ствола скважины, а в качестве добываемого флюида предусматривают углеводороды - нефть, в том числе вязкую, газ, свободный пластовый газ и газоконденсат, в качестве рабочего агента используют воду, газ, жидкость, водонефтяную эмульсию, добываемые флюиды, пар, газожидкостную смесь, ингибитор или промывочную жидкость.

45

50

14. Способ по п.1 или 13, отличающийся тем, что в качестве нижнего объекта принимают пласт, из которого добывают флюид насосным способом, а в качестве верхнего

объекта - участок ствола скважины с накопленным свободным пластовым газом, причем колонну труб большего диаметра выше насоса оснащают, по меньшей мере, одним пакером для разобщения негерметичного участка ствола скважины от приема насоса, при этом добывают флюид из пласта либо через проходную полость колонны труб меньшего диаметра, либо через проходную полость, образуемую между колоннами труб большего и меньшего диаметра, и, соответственно, пластовый свободный газ направляют через перепускной узел или элемент из участка ствола скважины либо в проходную полость, образуемую между колоннами труб большего и меньшего диаметра, либо в проходную полость колонны труб меньшего диаметра.

15. Установка для раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины, включающая последовательно спущенные и установленные в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину две колонны труб большего и меньшего диаметра, размещенных одна в другой концентрично, причем колонна труб большего диаметра оснащена, по меньшей мере, одним пакером механического, импульсного, гидромеханического или гидравлического действия, расположенным между или выше эксплуатационных объектов, и одним перепускным узлом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида, отличающаяся тем, что колонна труб меньшего диаметра оснащена разобщающим элементом и установлена в осевой посадочный канал перепускного узла, при этом полость колонны труб меньшего диаметра гидравлически связана с призабойной зоной верхнего или нижнего объекта, а полость, образованная между колоннами труб, гидравлически связана с призабойной зоной, наоборот, нижнего или верхнего объекта.

16. Установка по п.15, отличающаяся тем, что перепускной узел выполнен в виде муфты перекрестного течения с внутренним уплотняющим полым штоком или без него, по меньшей мере, с одним эксцентричным сквозным или несквозным каналом для движения потока среды, соответственно, нижнего или верхнего объекта, осевым несквозным или сквозным каналом для движения потока среды, соответственно, верхнего или нижнего объекта и, по меньшей мере, с одним поперечным-радиальным каналом, соединяющимся либо с осевым несквозным каналом, либо - с эксцентричным несквозным каналом для движения потока среды верхнего объекта, причем разобщающий элемент выполнен в виде корпуса или полого штока с внутренними или наружными уплотнительными элементами.

17. Установка по п.15, отличающаяся тем, что перепускной узел выполнен в виде ниппеля с поперечными-радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, ниже которых в ниппеле имеется осевой сквозной канал под разобщающий элемент в виде полого штока с упорным буртом, причем либо разобщающий элемент, либо ниппель выполнен, соответственно, с наружными или внутренними уплотнительными элементами.

18. Установка по п.17, отличающаяся тем, что перепускной узел выполнен в виде корпуса с поперечными-радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, внутри которого размещена подпружиненная или зафиксированная срезными винтами или фиксатором уплотняющая скользящая полая втулка с возможностью гидравлического разобщения поперечных-радиальных каналов от полости корпуса и их соединения с полостью корпуса при спуске в перепускной узел разобщающего элемента в виде полого штока.

19. Установка по п.15, отличающаяся тем, что колонна труб большего диаметра оснащена двумя пакерами, один из которых установлен между объектами для их разобщения, а другой - выше верхнего объекта для исключения воздействия забойного давления верхнего объекта на ствол скважины, при этом пакера спущены в скважину либо раздельно - двумя спусками колонны труб, либо одновременно - одним спуском колонны труб, причем по их действию конструктивно они выполнены в любой комбинации.

20. Установка по п.19, отличающаяся тем, что колонна труб большего диаметра между пакерами оснащена разъединителем колонны или телескопическим соединением для

последовательности или поочередности срыва пакеров при подъеме установки из

скважины.

21. Установка по п.15, отличающаяся тем, что колонны труб меньшего и/или большего диаметра имеют постоянное или переменное сечение и дополнительно оснащены на глубине или выше, или ниже верхнего и/или нижнего объектов одним или несколькими из элементов - насосом, кожухом насоса, струйным аппаратом, центраторами, по меньшей мере, одной скважинной камерой, съёмным или не съёмным регулятором, клапаном, штуцером или глухой пробкой, регулирующим устройством с импульсной трубкой управления, разделителем потока среды, циркуляционным устройством, хвостовиком, посадочным ниппелем для съёмного клапана, заглушкой, направляющей воронкой.

22. Установка для раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины, включающая последовательно спущенные и установленные в нагнетательную или фонтанную, или насосную, или газлифтную скважину две колонны труб большего и меньшего диаметра, размещенных одна в другой концентрично, причем колонна труб большего диаметра оснащена, по меньшей мере, одним пакером механического, импульсного, гидромеханического или гидравлического действия, расположенным между или выше эксплуатационных объектов, и одним перепускным элементом для потока среды - рабочего агента или добываемого флюида, отличающаяся тем, что перепускной элемент снизу оснащен посадочным узлом, а колонна труб меньшего диаметра оснащена разобщающим элементом, который установлен в посадочный узел, при этом полость колонны труб меньшего диаметра гидравлически связана с призабойной зоной нижнего объекта, а полость, образованная между колоннами труб, гидравлически связана через перепускной элемент с призабойной зоной верхнего объекта.

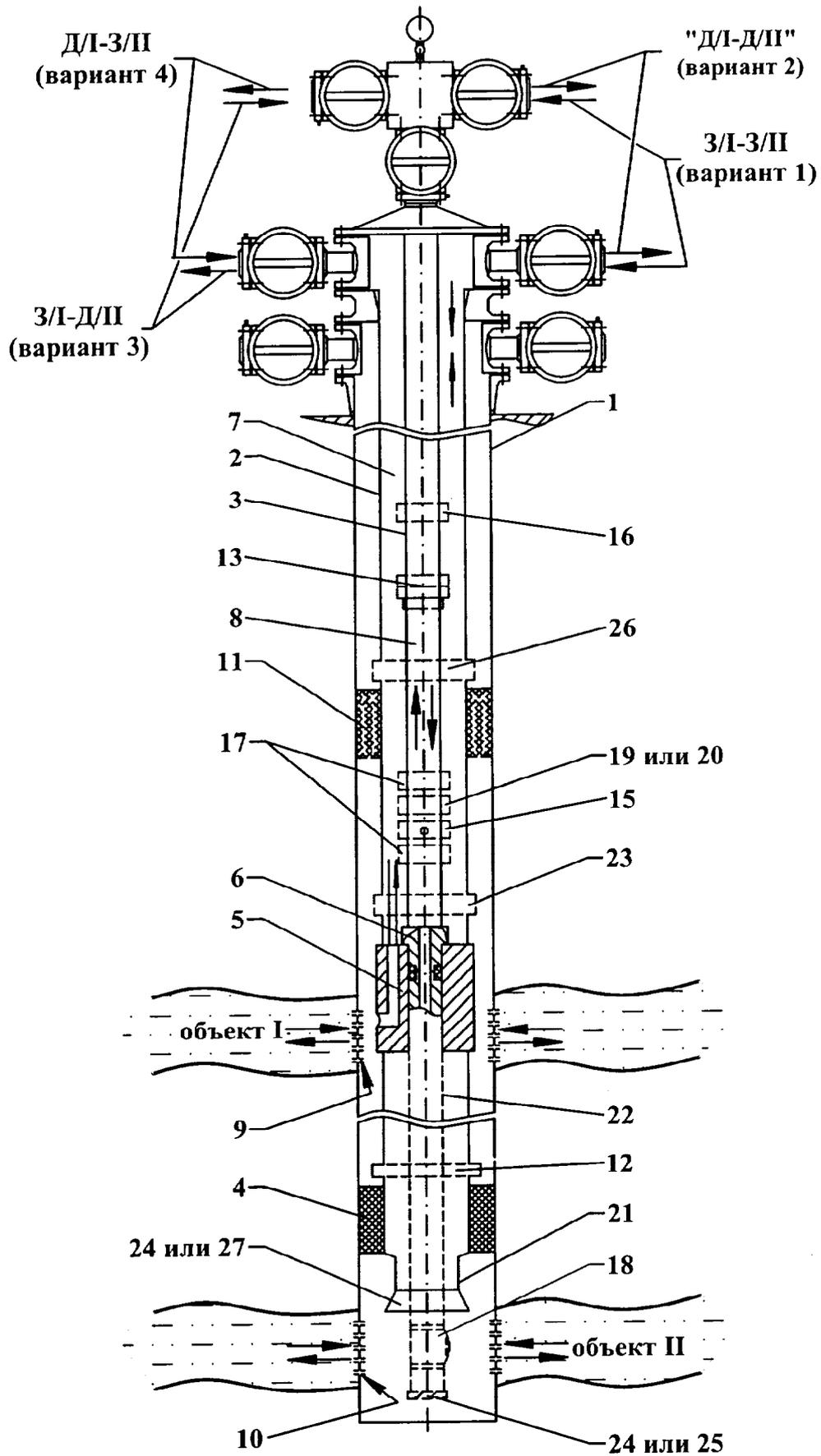
23. Установка по п.22, отличающаяся тем, что посадочный узел выполнен либо в виде ниппеля со сквозным осевым каналом, либо в виде муфты с уплотняющим полым штоком и сквозным осевым каналом, а разобщающий элемент выполнен в виде полого штока или корпуса, перепускной элемент выполнен в виде скважинной камеры или патрубка со сквозными продольными-радиальными каналами для движения потока среды верхнего объекта, причем или разобщающий элемент, или же посадочный узел выполнен с наружными или внутренними уплотнительными элементами.

24. Установка по п.22, отличающаяся тем, что колонна труб большего диаметра оснащена двумя пакерами, один из которых установлен между объектами для их разобщения, а другой - выше верхнего объекта для исключения воздействия забойного давления верхнего пласта на ствол скважины, при этом пакера спущены в скважину либо раздельно - двумя спусками колонны труб, либо одновременно - одним спуском колонны труб, причем по их действию конструктивно они выполнены в любой комбинации.

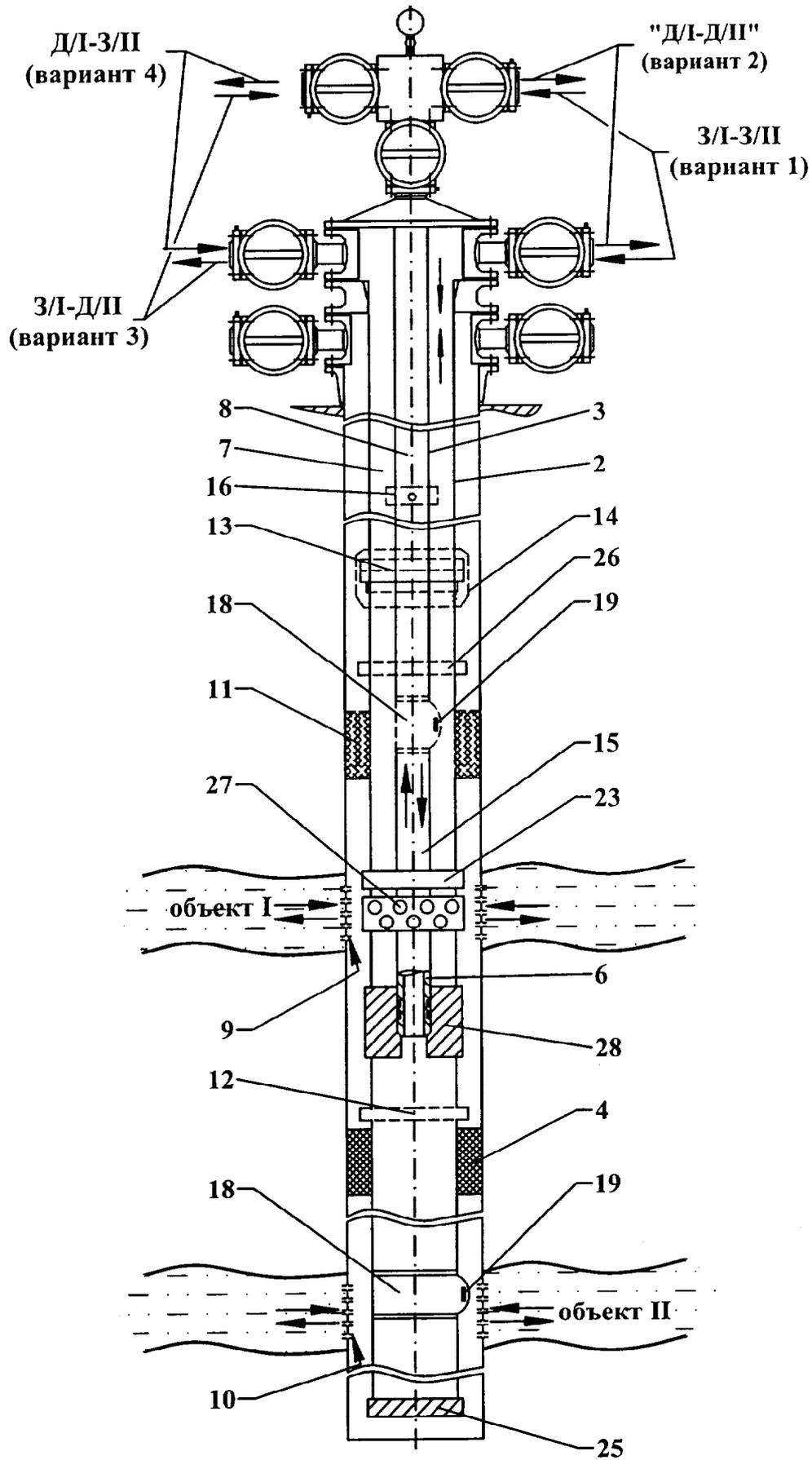
25. Установка по п.24, отличающаяся тем, что колонна труб большего диаметра между пакерами оснащена разъединителем колонны или телескопическим соединением для последовательности или поочередности срыва пакеров при подъеме установки из скважины.

26. Установка по п.22, отличающаяся тем, что колонны труб меньшего и/или большего диаметра имеют постоянное или переменное сечение и дополнительно оснащены на глубине или выше, или ниже верхнего и/или нижнего объектов одним или несколькими из элементов - насосом, кожухом насоса, струйным аппаратом, центраторами, по меньшей мере, одной скважинной камерой, съёмным или не съёмным регулятором, клапаном, штуцером или глухой пробкой, регулирующим устройством с импульсной трубкой управления, разделителем потока среды, циркуляционным устройством, хвостовиком, посадочным ниппелем для съёмного клапана, заглушкой, направляющей воронкой.

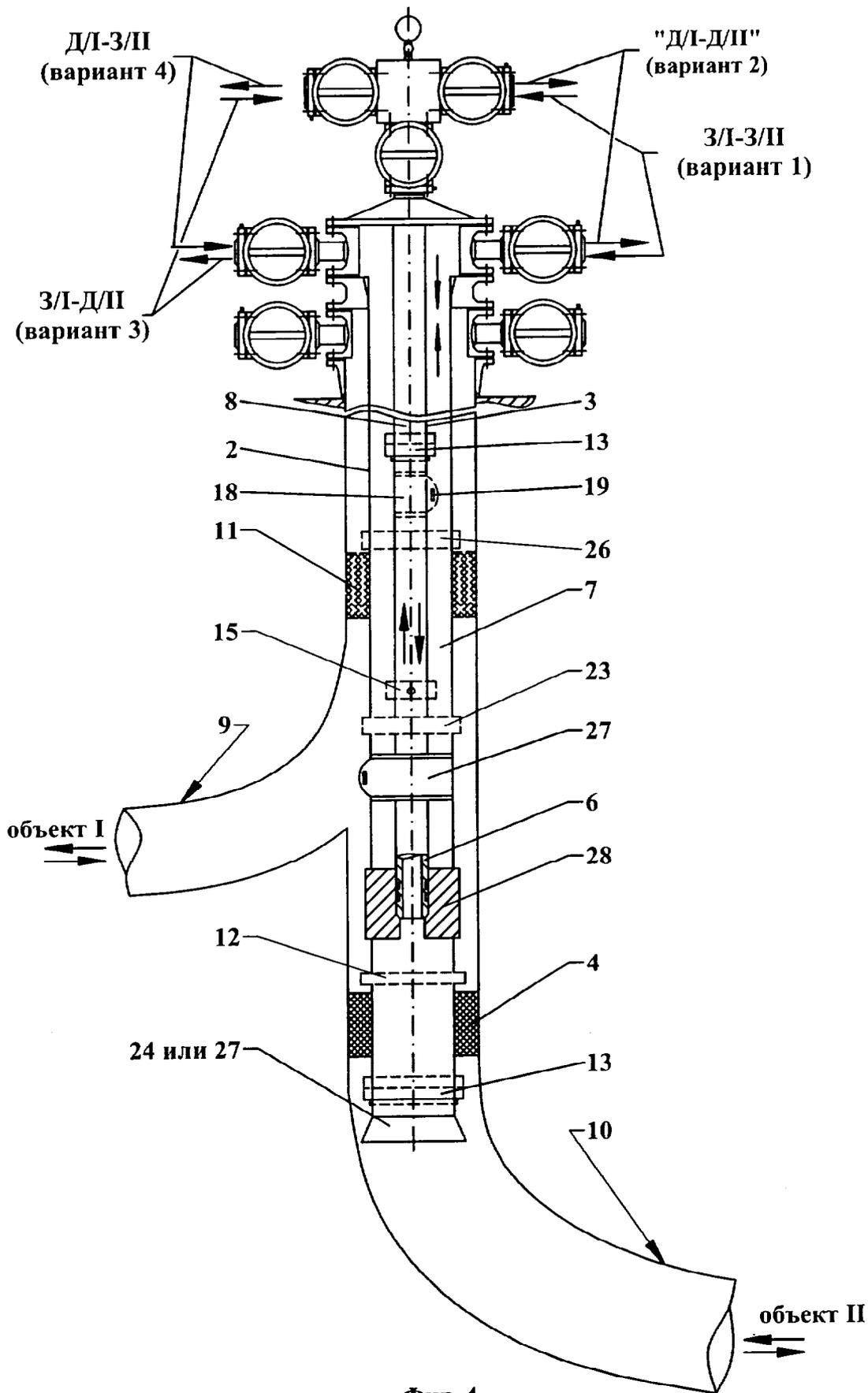
50

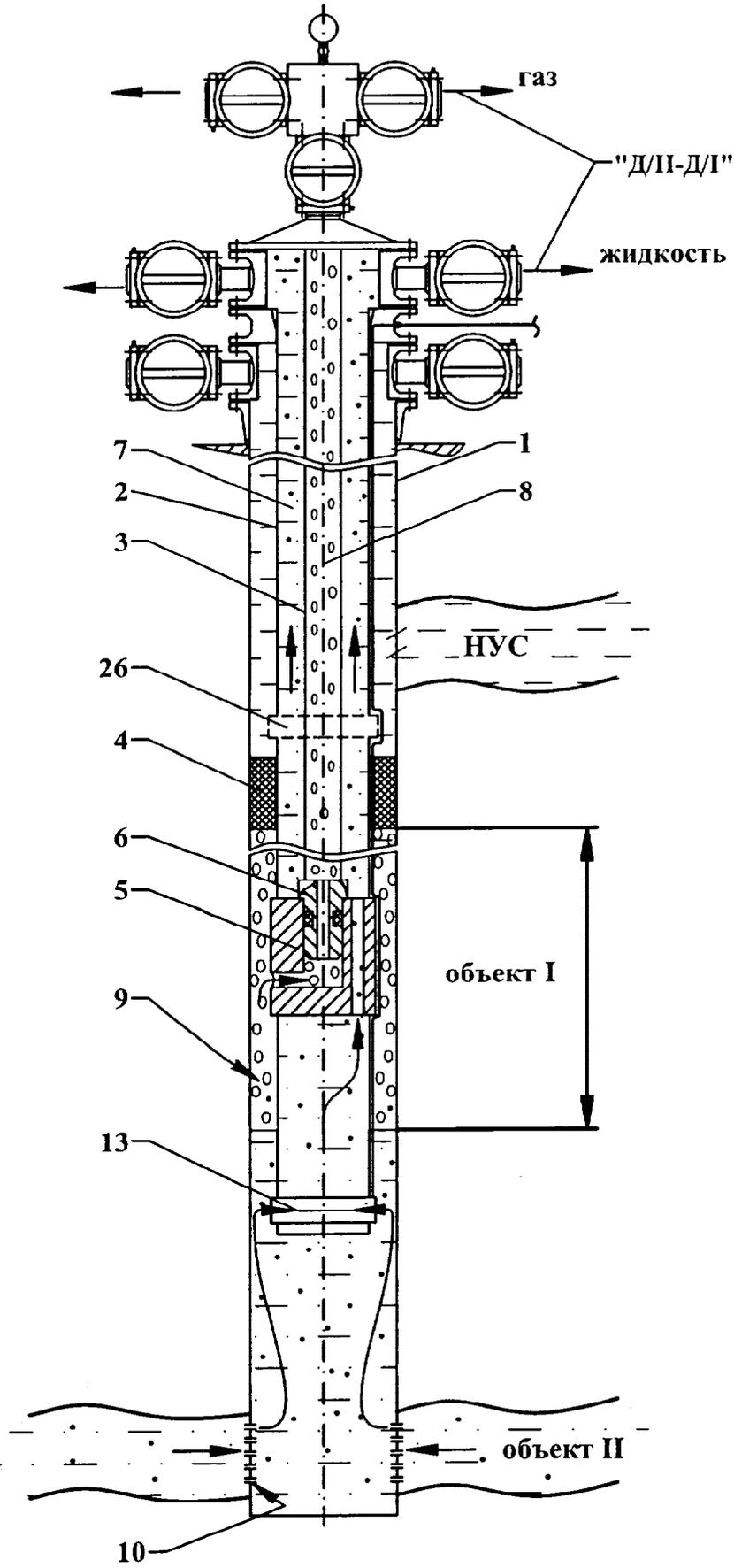


Фиг. 2

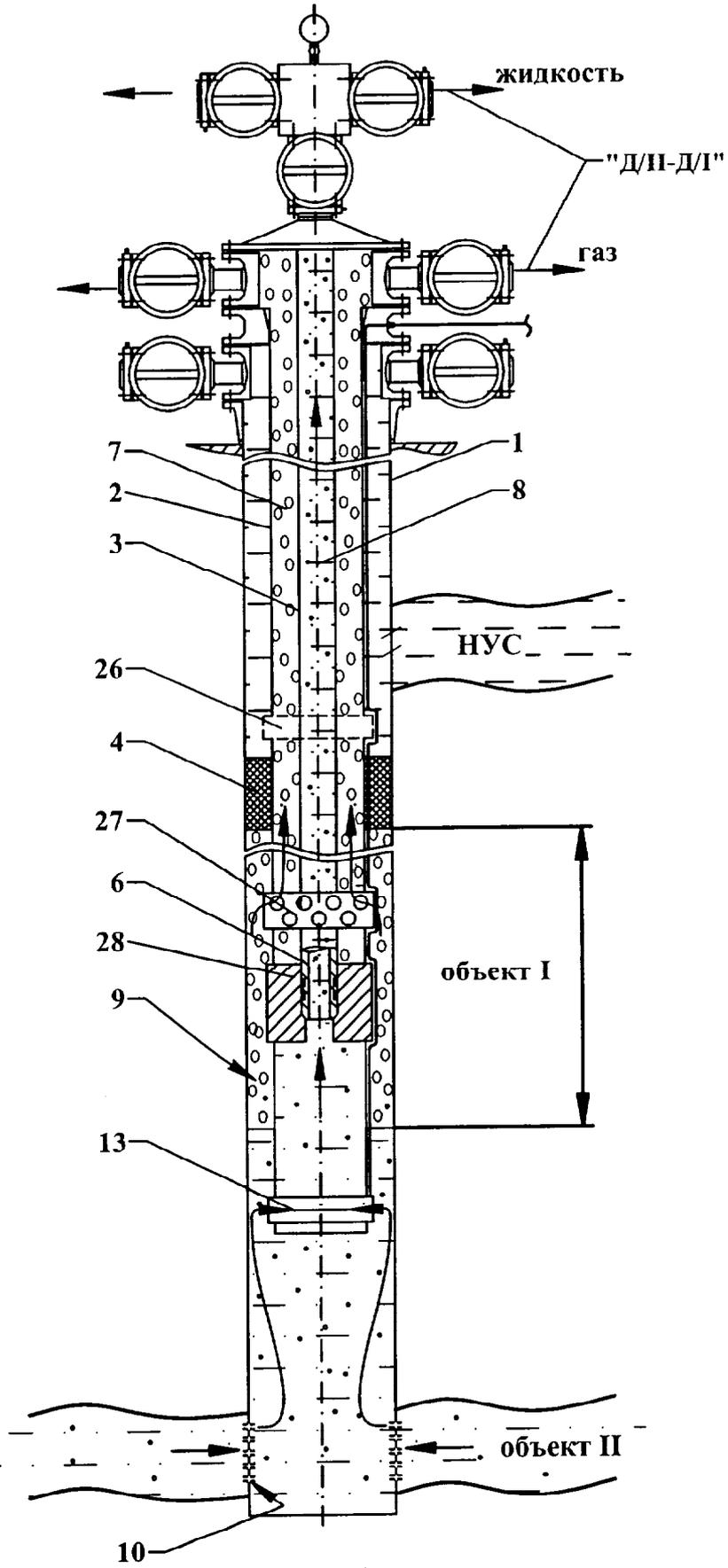


Фиг. 3



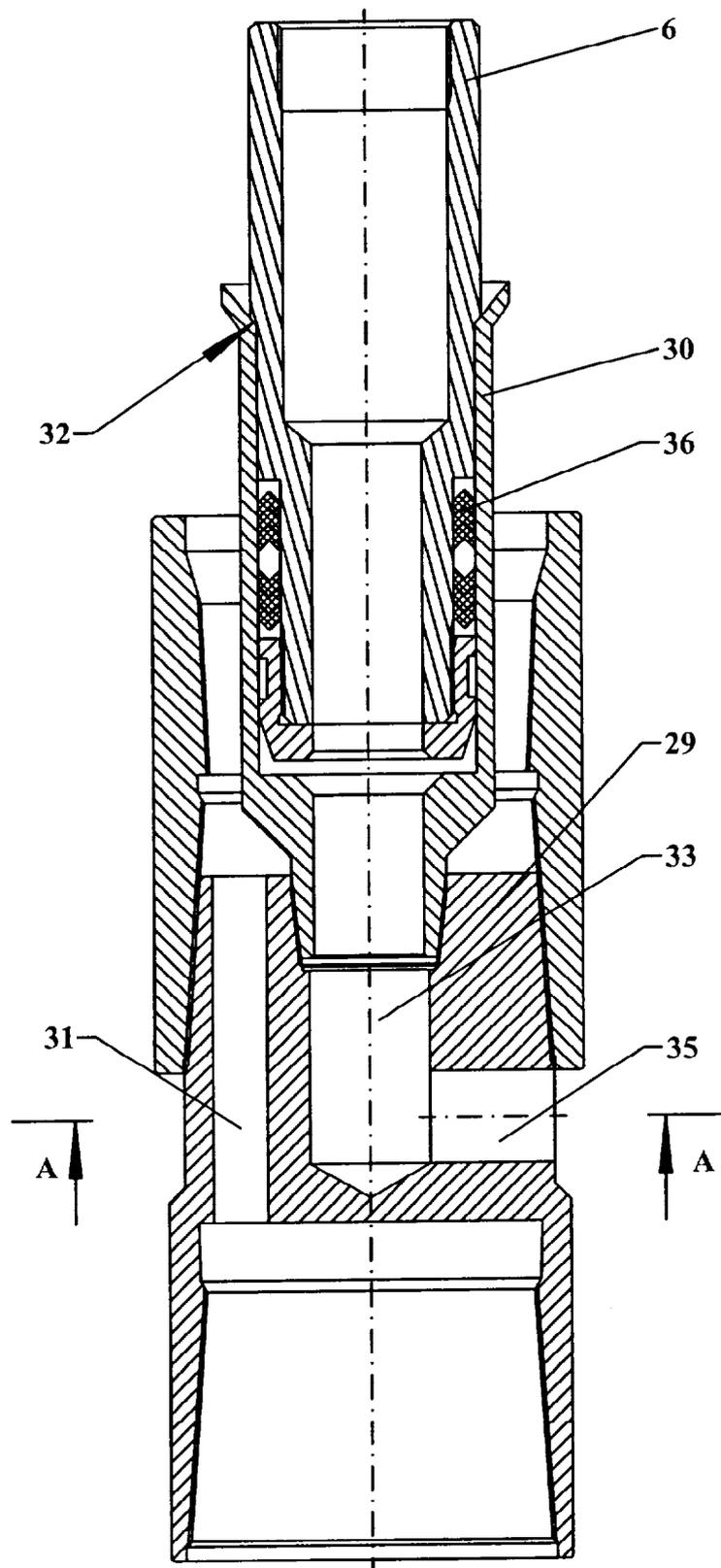


Фиг. 5



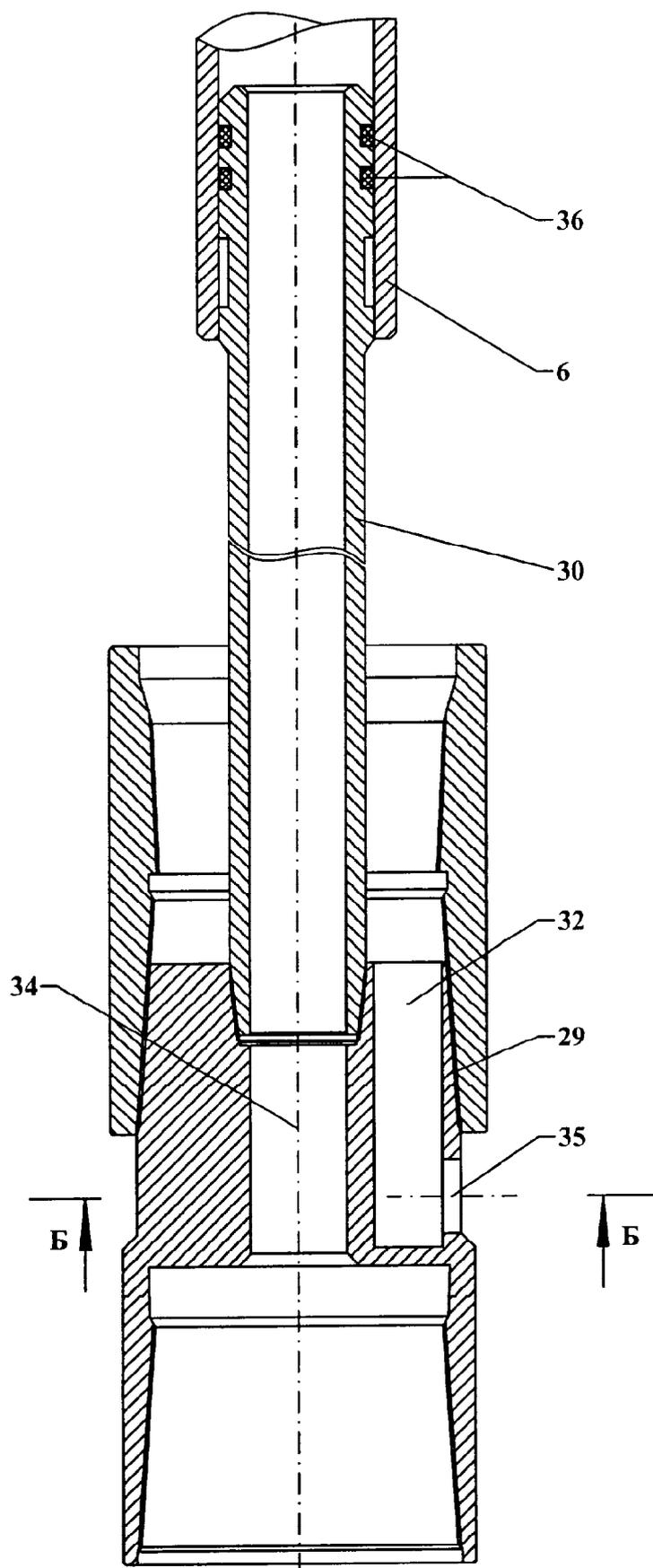
Фиг. 6

Исполнение 1



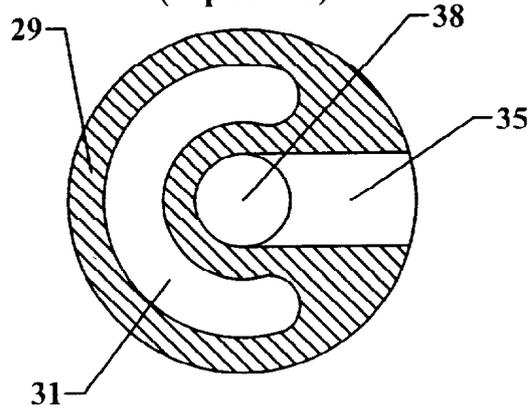
Фиг. 7

Исполнение 2

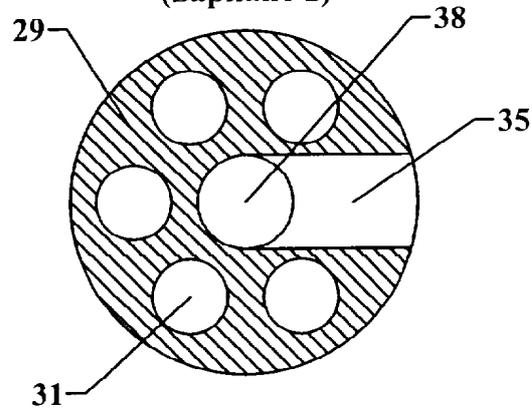


Фиг. 8

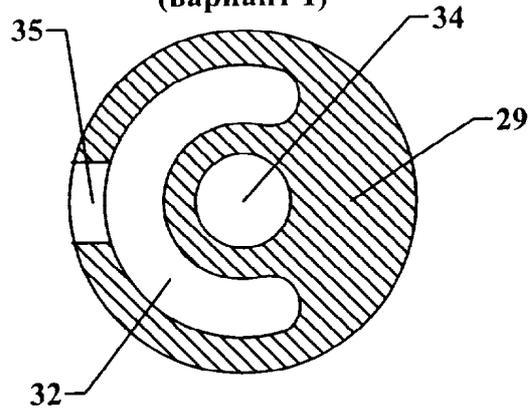
А-А по фигуре 7  
(вариант 1)



**Фиг. 9**  
А-А по фигуре 7  
(вариант 2)

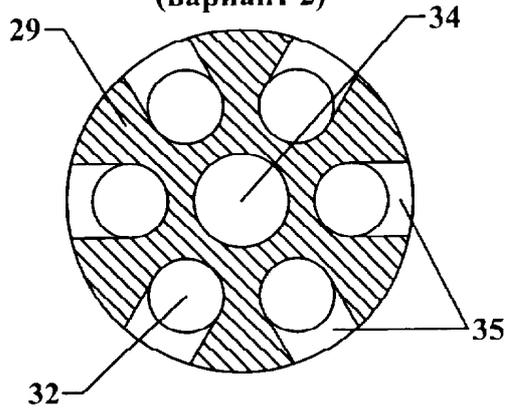


**Фиг. 10**  
Б-Б по фигуре 8  
(вариант 1)

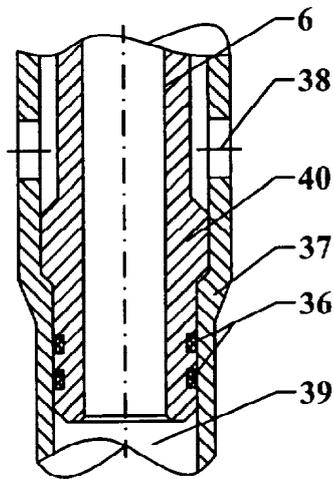


**Фиг. 11**

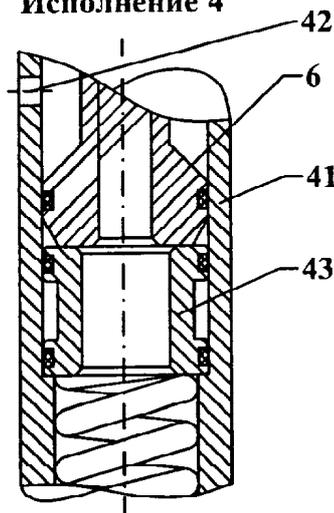
**Б-Б по фигуре 8  
(вариант 2)**



**Фиг. 12  
Исполнение 3**

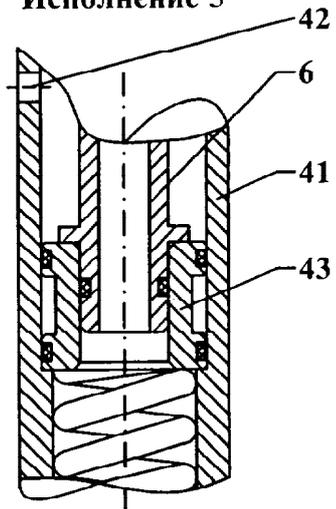


**Фиг. 13  
Исполнение 4**



**Фиг. 14**

Исполнение 5



Фиг. 15