



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) (22) Заявка **2005112794/03**, **27.04.2005**(24) Дата начала отсчета действия патента:
27.04.2005(43) Дата публикации заявки: **10.11.2006**(45) Опубликовано: **27.03.2007**, Бюл. № 9(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске : **RU 2194152 C2**, **10.12.2002**. **SU**
453491 A, **09.04.1975**. **RU 2023871 C1**,
30.11.1994. **RU 40647 U1**, **20.09.2004**. **RU**
2161698 C2, **10.01.2001**. **US 5211241 A**,
18.05.1993Адрес для переписки:
628616, Тюменская обл., г.
Нижневартовск, ОПС **16**, а/я **1089**

(72) Автор(ы):

Шарифов Махир Зафар оглы (RU);
Леонов Василий Александрович (RU);
Гарипов Олег Марсович (RU);
Синева Юлия Николаевна (RU);
Ширинов Мансим Сафар оглы (RU);
Антонов Юрий Сергеевич (RU);
Канаев Виталий Александрович (RU);
Набиев Натиг Адил оглы (AZ);
Агаев Расим Фазил оглы (AZ);
Ибадзаде Чинара Гахир кызы (AZ);
Дадашов Заур Дадаш оглы (RU)

(73) Патентообладатель(и):

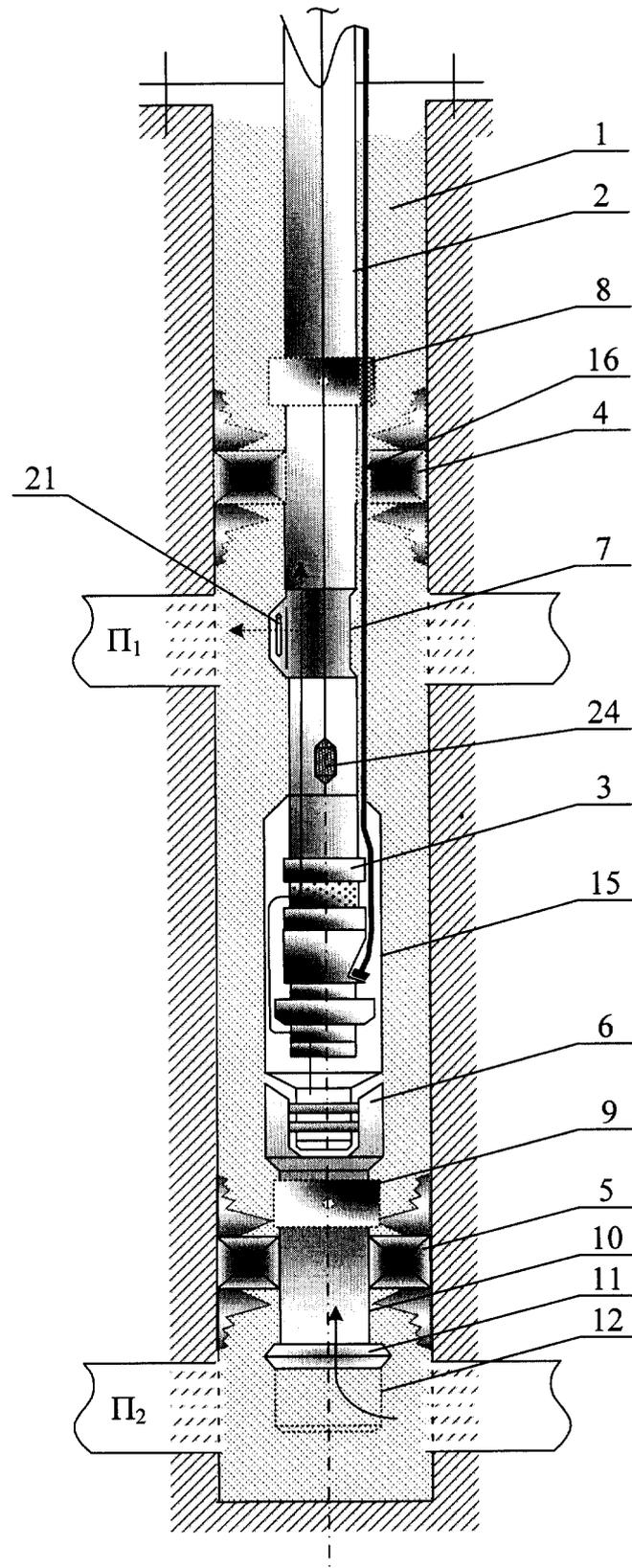
Шарифов Махир Зафар оглы (RU);
ООО НТП "Нефтегазтехника" (RU)

(54) НАСОСНАЯ ПАКЕРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ СКВАЖИНЫ

(57) Реферат:

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов и предназначено для одновременно-раздельной, непрерывной, поочередной, периодической или комбинированной эксплуатации. Обеспечивает повышение надежности и функциональности работы насосной установки и эффективности эксплуатации скважины с несколькими объектами-пластами. Сущность изобретения: установка включает спущенные в скважину на колонне труб насос, два

пакера, один из которых установлен выше верхнего пласта, а другой - между пластами. При этом насос выполнен с кожухом и размещен между пакерами или выше пакера, расположенного над верхним пластом. Пакеры предусмотрены механического или гидравлического действия с кабельным вводом или без него. Кожух связан с пакером или пакерами. Между кожухом и пакером размещен перепускной узел или газосепаратор, или струйный эжектор для стравливания газа. 9 з.п. ф-лы, 7 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2005112794/03, 27.04.2005**

(24) Effective date for property rights: **27.04.2005**

(43) Application published: **10.11.2006**

(45) Date of publication: **27.03.2007 Bull. 9**

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

(72) Inventor(s):
**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Garipov Oleg Marsovich (RU),
Sineva Julija Nikolaevna (RU),
Shirinov Mansim Safar ogly (RU),
Antonov Jurij Sergeevich (RU),
Kanaev Vitalij Aleksandrovich (RU),
Nabiev Natig Adil ogly (AZ),
Agaev Rasim Fazil ogly (AZ),
Ibadzade Chinara Gakhir kyzy (AZ),
Dadashov Zaur Dadash ogly (RU)**

(73) Proprietor(s):
**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),
OOO NTP "Neftegaztehnika" (RU)**

(54) **PACKER PUMPING PLANT FOR WELL FORMATIONS OPERATION**

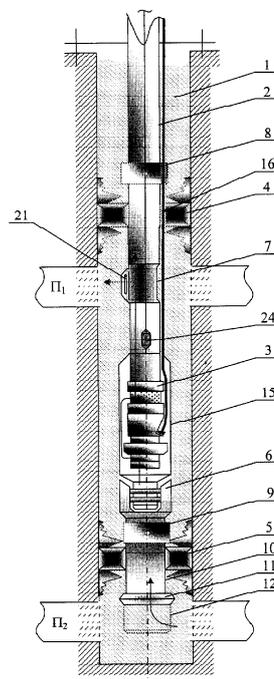
(57) Abstract:

FIELD: hydrocarbon production equipment, particularly for simultaneous separate, continuous, serial, periodical or combined fluid production.

SUBSTANCE: plant comprises pump and two packers, which are connected to pipe string and lowered in well. One packer is located over upper formation, another one is arranged between formations. Pump has shell and is installed between the packers or over packer located above upper formation. Packers may be automatically or hydraulically operated and may be provided with cable input means. Shell is fastened to one or both packers. Bypass unit or gas separator or jet ejector for gas discharge is installed between shell and packer.

EFFECT: increased reliability and functional capability of pumping plant and enhanced efficiency of multizone well operation.

10 cl, 7 dwg



Фиг. 1

RU 2 296 213 C2

RU 2 296 213 C2

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов и предназначено для одновременно-раздельной, непрерывной, поочередной, периодической или комбинированной эксплуатации (добыча флюида и/или закачка или утилизации воды, газа, газожидкостной смеси и пр.) объектов скважины, оснащенной насосной установкой (например, УЭЦН, УШГН и пр.), в том числе для внутрискважинной закачки скважинным насосом флюида (воды, жидкости, газовой смеси и т.д.) из одного объекта (пласта, пластов, пропластков) в другой с целью регулирования и поддержания оптимального проектного пластового давления и соответственно увеличения коэффициента нефтеотдачи (вытеснения нефти) по добывающим скважинам, кроме того, для непрерывной или периодической утилизации скважинным насосом среды (воды, жидкости, газожидкостной или газовой смеси и прочих, подаваемой с устья скважины) в объект или объекты, а также для изоляции объекта (негерметичный интервал или водяной пласт) и/или использования установки с целью исключения возможности срыва подачи насоса при осложненных условиях эксплуатации скважин.

Известна в качестве аналога пакерная установка типа УЭЦН (Л.Г.Чичеров. Нефтепромысловые машины и механизмы. М.: Недра, 1983 г., стр.196-197) для одновременно-раздельной эксплуатации двух добывающих пластов одной скважины, включающая спущенные и установленные в скважину на колонне труб пакер и насосное устройство, состоящее, в основном, из насоса с приемной сеткой и погружного электродвигателя с силовым кабелем.

Известны в качестве аналога способ и насосная установка (Патент РФ № 2132455) для закачки, включающие спущенные в скважину на колонне труб пакер и насосное устройство, состоящее в основном из насоса и погружного электродвигателя с силовым кабелем. Здесь жидкость с поверхности скважины подается в прием насоса и затем закачивается под высоким давлением в пласт.

Также в качестве аналога известна пакерная насосная установка (Патент РФ № 2140019) для добычи жидкости, включающая спущенное и установленное в скважину на колонне труб насосное устройство, состоящее в основном из насоса и погружного электродвигателя с силовым кабелем, и пакера в виде разжимного рукава, установленного между электродвигателем и насосом. Эта установка может применяться для добычи жидкости из нижнего пласта и нагнетания ее через затрубное пространство либо к устью скважины, либо в верхний пласт.

Известна в качестве прототипа пакерная насосная установка (Патент РФ № 2194152), включающая спущенные в скважину на колонне труб насос, пакер над верхним объектом и/или пакер между объектами, без или с разъединителем колонны или телескопическим соединением, и перепускные узлы в виде скважинной камеры и/или клапана, причем пакер или пакеры установлены в стволе скважины с возможностью разобщения объектов между собой, при этом выше пакера над верхним объектом и/или между пакерами размещены, по меньшей мере, один перепускной узел, а ниже пакера между объектами размещен хвостовик, оснащенный ниппелем или наконечником, или фильтром, или, по меньшей мере, одним перепускным узлом и ниже его заглушкой.

Эти установки имеют ограниченную область применения, в частности не приемлемы при осложненных условиях эксплуатации скважин.

Целью изобретения является повышение надежности и функциональности работы насосной установки.

Технический результат достигается за счет оснащения установки насоса кожухом и герметичного соединения его с пакером или пакерами, выполненными без или с кабельным вводом.

Цель изобретения достигается за счет следующих технических решений.

Насос выполнен с кожухом и размещен между пакерами или установлен выше пакера, расположенного над верхним объектом, причем, по крайней мере, один пакер является механического или гидравлического действия и выполнен с кабельным вводом или без него, а насос или его кожух связан, по меньшей мере, с одним пакером, и между насосом

и его кожухом или между кожухом и пакером размещен перепускной узел или же установлен газосепаратор или струйный эжектор. При этом перепускной узел может быть выполнен в виде скважинной камеры с клапаном или глухой пробкой. Кожух насоса может быть выполнен из труб большего диаметра, при этом насос подвешен внутри него. По 5 меньшей мере, один пакер может быть оснащен разъединителем колонны или телескопическим соединением для надежности работы установки. Выше пакера, расположенного над верхним объектом или между объектами или же между пакерами размещен перепускной узел для возможностью перепуска потока. Колонна труб оснащена снизу заглушкой для перепуска потока через перепускной узел и регулирования 10 параметрами потока при эксплуатации объекта. Кожух насоса может быть установлен над входным модулем (приемом) насоса и его нижний конец герметично и жестко или нежестко связан с пакером. Между насосом и перепускным узлом может быть спущен глубинный расходомер для замера расхода потока. Для возможности посадки или срыва пакеров в отдельности разъединитель колонны труб из двух герметично, но нежестко связанных 15 частей установлен между пакерами. Также для возможности последовательного срыва пакеров телескопическое соединение установлено между ними с нераскрытым свободным ходом.

Эти решения в целом повышают надежность и функциональность работы насосной установки при осложненных условиях эксплуатации скважин, и соответственно повышается 20 эффективность эксплуатации нефтедобывающей или нагнетательной скважины с одним или несколькими объектами-пластами, пропластками или негерметичным участком ствола.

Варианты насосной пакерной установки приводятся на фиг.1 - 7, в частности:

на фиг.1 - установка либо для непрерывной или периодической добычи скважинным насосом флюида из нижнего объекта P_2 при изоляции верхнего объекта P_1 (например, 25 негерметичность ствола, водяной пласт и пр.), либо для внутрискважинной закачки, то есть для добычи скважинным насосом флюида (воды) из нижнего объекта P_2 и частичной или полной ее закачки в верхний объект P_1 , либо же для периодической закачки среды с поверхности скважины в верхний объект P_1 после остановки насоса и соответственно закрытия нижнего объекта P_2 ;

на фиг.2 - установка либо для добычи скважинным насосом среды из верхнего объекта P_1 и закачки ее в нижний объект P_2 , либо для закачки скважинным насосом среды, подаваемой с устья, в объект P_2 (при закрытии или отсутствии верхнего объекта P_1 и/или верхнего пакера), либо же для закачки среды (например, воды и/или газа) в объект P_2 , подаваемой как с устья, так и добываемой скважинным насосом из объекта P_1 ;

на фиг.3 - установка либо для добычи нефти скважинным насосом из одного объекта при изоляции другого объекта (например, негерметичность ствола или водяной пласт и пр.), либо для добычи скважинным насосом нефти из объектов при их одновременно-раздельном, периодическом или поочередном исследовании и эксплуатации;

на фиг.4 - установка либо для добычи скважинным насосом нефти из нижнего 40 объекта P_2 при закрытии верхнего объекта P_1 , либо для добычи среды из нижнего объекта P_2 и частичной или полной закачки ее в верхний объект P_1 , либо же для закачки в один из объектов среды, подаваемой с устья и добываемой скважинным насосом из другого объекта;

на фиг.5 - установка для закачки в верхний объект среды, либо же для закачки среды 45 (воды, газожидкостной смеси) скважинным насосом в объект или объекты, подаваемой с устья и добываемого скважинным насосом из нижнего объекта;

на фиг.6 - установка для закачки скважинным насосом в объект или объекты среды (газожидкостной или газовой), подаваемой с устья;

на фиг.7 - установка для разделения флюида одного объекта на воду, газ и/или нефть, 50 и закачки воды в другой объект.

Установка (фиг.1-7) для эксплуатации одного или нескольких объектов (P_1 , P_2 , и т.д.) скважины включает в себя спущенные и установленные в скважину 1 на колонне труб 2 насос 3, пакер 4 над верхним объектом P_1 и/или пакер 5 над объектом P_2 или между

объектами P_1 и P_2 , без или с разъединителем колонны (или телескопическим соединением) 6, и одним или несколькими перепускными узлами 7, 8, 9 (в виде скважинной камеры и/или клапана). Пакер 5 или пакеры 4 и 5 установлены в стволе скважины 1 с возможностью разобщения объектов P_1 и P_2 между собой, при этом выше пакера 4 над 5 верхним объектом P_1 и/или между пакерами 4, 5 размещены один 7 (фиг.2-4) или несколько 7, 9 (см. фиг.1, 5) перепускных узлов, а ниже пакера 5 между объектами P_1 и P_2 - хвостовик 10, оснащенный ниппелем (или наконечником) 11 и/или фильтром 12, или, по меньшей мере, одним перепускным узлом 13 (см. фиг.3) и ниже него заглушкой 14. Насос 3 выполнен с кожухом 15 (фиг.1-5) или без него (при этом на фиг.4 кожух 15 должен отсутствовать) и установлен либо выше пакера 4 над верхним объектом P_1 (фиг.3) или между пакерами 4 и 5 (фиг.1, 2, 5), либо ниже пакера 5 (фиг.4) или выше пакера 5 (при этом на фигурах пакер 4 должен отсутствовать), расположенного между объектами P_1 и P_2 (фиг.1, 2, 5). Пакер 4 и/или 5 является механического и/или гидравлического действия и выполнен без или с кабельным вводом 16. Насос 3 сверху связан с пакером 5 (см. 15 фиг.4), расположенным между объектами P_1 и P_2 , или его кожух 15 сверху и снизу связан с пакерами 4 и 5 (см. фиг.1, 2, 5).

Кожух 15 спущен в скважину 1 на колонне труб 2, выполнен из труб большего диаметра (фиг.1, 2) и внутри него подвешен насос 3. Также кожух 15 может быть установлен под 20 входным модулем 17 насоса 3 и его нижний конец герметично, жестко (фиг.3) или не жестко (фиг.5) связан с пакером 4 или 5. Между кожухом 15 и насосом 3 или пакером 4 может быть установлен газосепаратор (или эжектор, инжектор) 18 и/или 19 (фиг.3) при 25 добыче нефти (например, для стравливания из нее попутного, свободного газа в затрубном пространстве над входным модулем 17 насоса 3, и пр.) или диспергатор 20 (фиг.2, 6) при закачке среды (например, для диспергирования газовой смеси перед 25 закачкой в объект и т.д.).

Для управления параметрами работы объектов в каждой скважинной камере (перепускном узле) 7, 9, 13 либо отсутствует, либо установлен клапан 21, 22, 23 (фиг.1-6), например, в виде глухой пробки, штуцера, отсекающего, стабилизатора, регулятора, измерительного прибора, расходомера, манометра, дебитометра, перепускного 30 дифференциального узла и прочих. Для измерения расхода воды, закачиваемой в верхний или нижний объект, между насосом 3 и скважинной камерой 7, расположенной между пакерами 4, 5 или объектами P_1 , P_2 , спущен измерительный прибор, например, глубинный расходомер 24 (фиг.1, 2) и прочие.

Перепускной узел 8 также может быть выполнен в виде скважинной камеры, 35 расположенной выше пакера 4 над верхним объектом (фиг.1-7), и в ней установлен клапан в виде глухой пробки или измерительного прибора, или стабилизатора динамического уровня жидкости, или перепускного дифференциального узла для возможности циркуляции среды и т.д.

При закачке одинаковой или разной среды (см. фиг.5), добываемой из нижнего объекта 40 и подаваемой с устья скважины между перепускными узлами 7 и 9, может быть установлена заглушка или пробка 25. Причем средой, закачиваемой с устья, может быть газ, газодоянная смесь, ПАВ и прочие.

Установка для ряда вариантов может работать следующим образом.

При осложненных условиях добычи нефти перед запуском насоса 3 (см. фиг.3) могут 45 осваиваться объект или объекты (после посадки пакера 5 или пакеров 4, 5) путем свабирования жидкости в колонне труб 2. После запуска насоса 3 в работу из объекта или объектов нефть поступает через перепускные узлы 7 и/или 13 в колонну труб 2 и оттуда в прием насоса 3, где создается напор и поток нефти направляется к устью скважины 1. При этом выделяется газ из нефти и стравливается в затрубное пространство 50 через газосепаратор 18 и/или 19. Здесь верхний объект может быть изолирован путем установки клапана 21 в скважинной камере 7. Также в установке верхний пакер 4 может отсутствовать. Здесь клапан 21 в виде отсекающего может закрываться для исследования нижнего объекта, от повышения динамического уровня жидкости или избыточного

давления, создаваемого в затрубном пространстве.

При внутрискважинной закачке среда добывается из одного объекта насосом 3 (фиг.1, 2, 4 - 7) и закачивается полностью или частично в другой объект. При этом расход среды может измеряться расходомером 24 или клапаном 21. Здесь также среда в объект 5 может направляться как с устья скважины 1, так и из другого объекта скважины, в частном случае через диспергатор 20.

Установка также может применяться для комбинированного способа "закачка - добыча", а также для различных вариантов закачки и/или добычи среды из объекта или объектов скважины.

10

Формула изобретения

1. Насосная пакерная установка для эксплуатации пластов скважины, включающая спущенные в скважину на колонне труб насос, два пакера, один из которых установлен выше верхнего пласта, а другой - между пластами, при этом насос выполнен с кожухом и хвостовиком и размещен между пакерами или выше пакера, расположенного над верхним пластом, пакеры - механического или гидравлического действия с кабельным вводом или без него, хвостовик связан с пакером или пакерами, при этом между кожухом и пакером размещен перепускной узел, или газосепаратор, или струйный эжектор для стравливания газа.

20 2. Насосная пакерная установка по п.1, отличающаяся тем, что перепускной узел выполнен в виде скважинной камеры с клапаном.

3. Насосная пакерная установка по п.1, отличающаяся тем, что кожух насоса выполнен из труб большего диаметра, при этом насос внутри него подвешен.

25 4. Насосная пакерная установка по п.1, отличающаяся тем, что она имеет разъединитель колонны или телескопическое соединение для пакеров.

5. Насосная пакерная установка по п.1, отличающаяся тем, что она имеет перепускной узел и выше пакера над верхним пластом, или между пластами, или между пакерами.

6. Насосная пакерная установка по п.5, отличающаяся тем, что колонна труб оснащена снизу заглушкой.

30 7. Насосная пакерная установка по п.1, отличающаяся тем, что кожух насоса установлен над входным модулем насоса и его хвостовик герметично и жестко или нежестко связан с пакером.

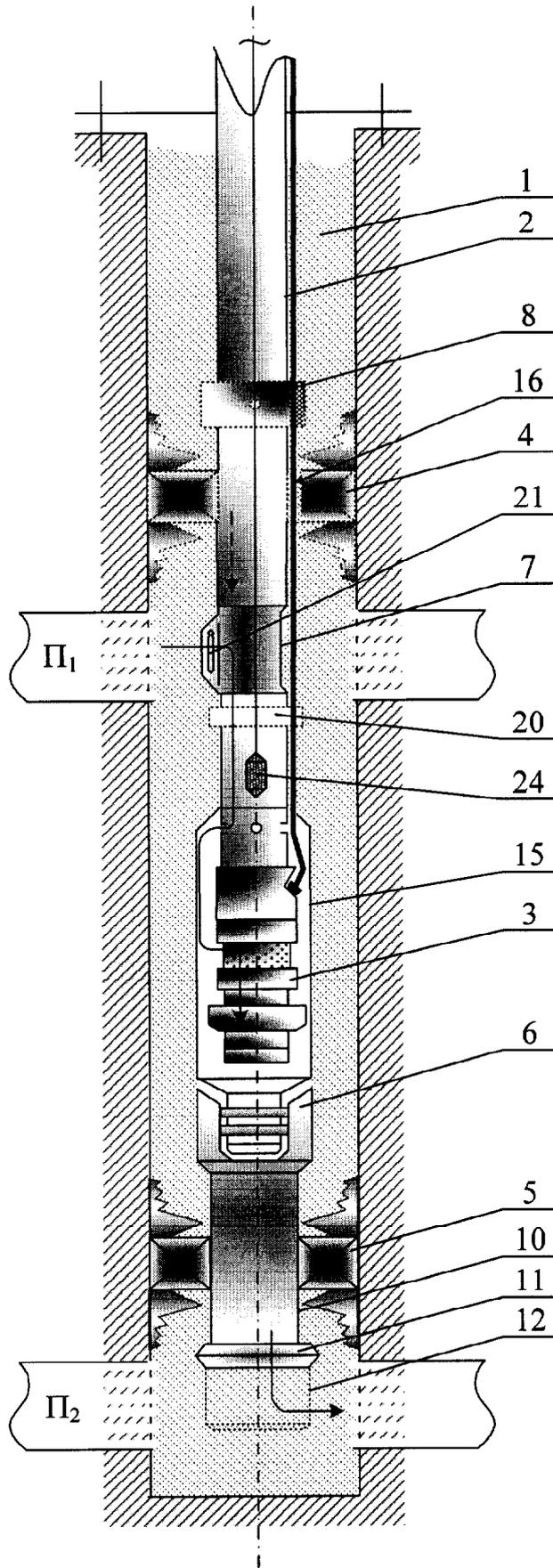
8. Насосная пакерная установка по п.1 или 5, отличающаяся тем, что между насосом и перепускным узлом спущен глубинный расходомер.

35 9. Насосная пакерная установка по п.4, отличающаяся тем, что для возможности посадки или срыва пакеров в отдельности разъединитель колонны труб из двух герметично, но не жестко связанных частей установлен между пакерами.

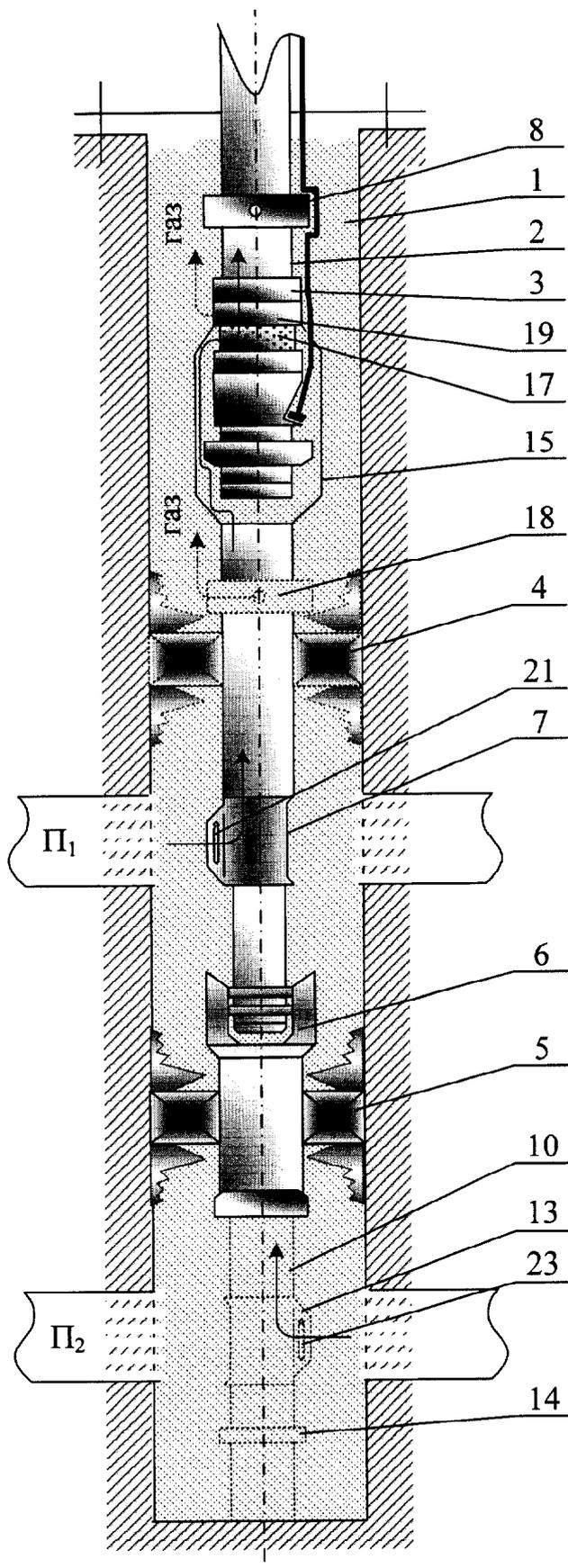
40 10. Насосная пакерная установка по п.4, отличающаяся тем, что для возможности последовательного срыва пакеров телескопическое соединение установлено между ними с нераскрытым свободным ходом.

45

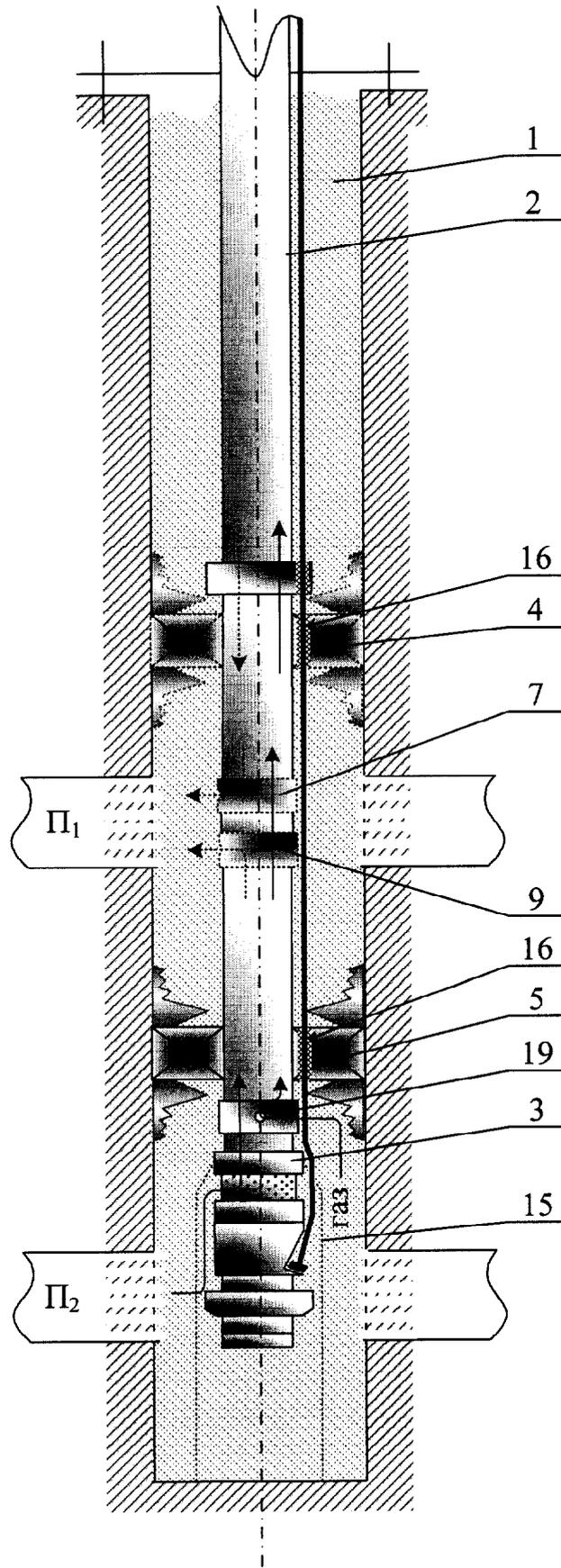
50



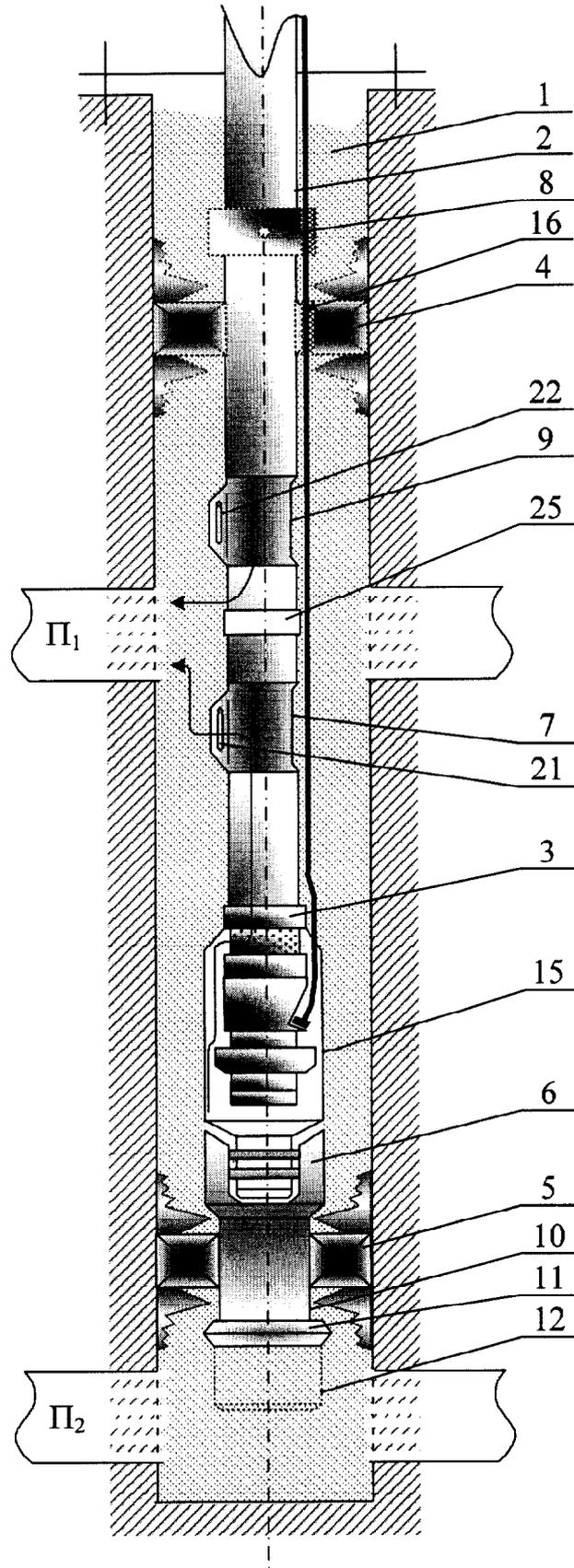
Фиг. 2



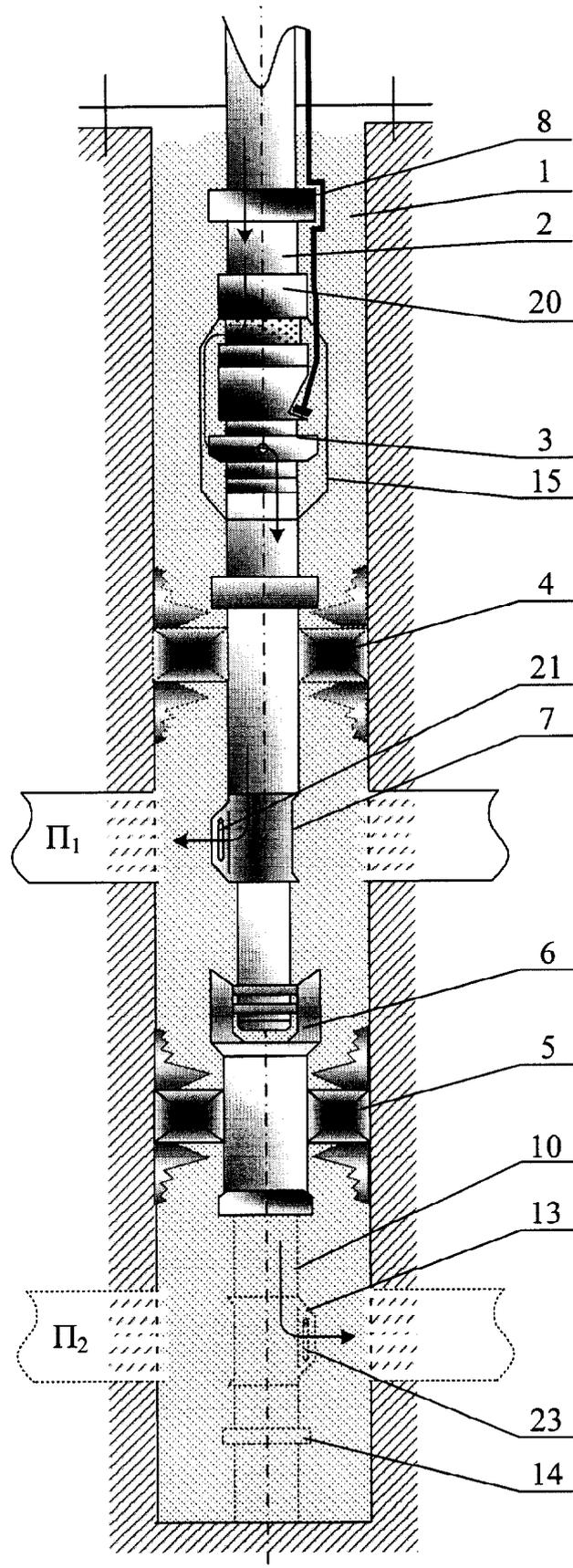
Фиг. 3



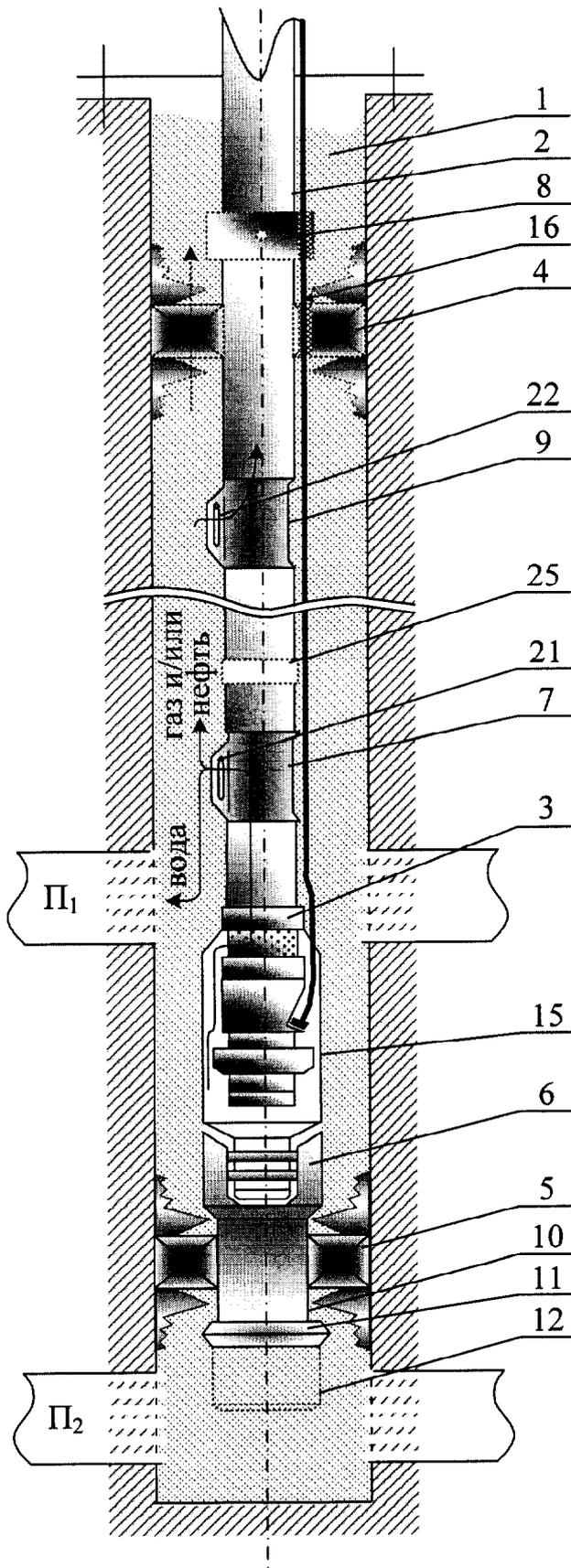
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7