



(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2006132571/03, 11.09.2006

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
11.09.2006

(43) Дата публикации заявки: 20.03.2008

(45) Опубликовано: 20.08.2008 Бюл. № 23

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2262586 C2, 10.12.2004. SU
1694863 A1, 30.11.1991. RU 2194152 C2,
10.12.2002. RU 2004138189 A, 10.06.2006.
RU 2237153 C1, 27.09.2004. US 5165480 A,
24.11.1992.

Адрес для переписки:

628616, Тюменская обл., г.
Нижневартовск, ОПС 16, а/я 1178

(72) Автор(ы):

Леонов Василий Александрович (RU),
Шарифов Махир Зафар оглы (RU),
Николаев Олег Сергеевич (RU),
Гарипов Олег Марсович (RU),
Набиев Адил Дахил оглы (AZ),
Агаев Фазиль Амир оглы (AZ),
Ибадов Гахир Гусейн оглы (AZ),
Ричард Герберт (RU),
Жагрин Александр Викторович (RU),
Леонов Илья Васильевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ООО НИИ "СибГео Тех" (RU),
Леонов Василий Александрович (RU),
Шарифов Махир Зафар оглы (RU)

(54) СКВАЖИННАЯ ПАКЕРНАЯ УСТАНОВКА С НАСОСОМ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к скважинной разработке и эксплуатации месторождений углеводородов, а именно к устройствам для уплотнения и изоляции буровых скважин. Установка включает спущенные в скважину на колонне труб постоянного или переменного диаметра насос и пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса и выполненный с кабельным вводом или без него. Вариант 1 содержит дополнительный пакер, разделяющий изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, и два перепускных устройства. Внутрь колонны труб спущена труба меньшего диаметра и она герметично соединена с перепускными устройствами. Во втором варианте установки внутрь колонны труб спущена колонна труб меньшего диаметра, герметично соединенная верхним концом с перепускным устройством, а верхним концом - с устьевым оборудованием скважины. Вариант 3 установки оснащен дополнительным пакером, разделяющим

изолируемый интервал сверху от затрубного пространства. Пакера выполнены с возможностью прохождения через них внешней эксцентричной трубы меньшего диаметра для перепуска среды из нижнего подпакерного в верхнее надпакерное затрубное пространство. Вариант 4 установки включает дополнительный пакер, разделяющий изолируемый интервал сверху от затрубного пространства. Оба пакера выполнены двуствольными. Вариант 5 установки содержит установленный над насосом струйный аппарат с приемной камерой и размещенной в колонне труб трубой меньшего диаметра. Вариант 6 установки снабжен пакером, установленным ниже насоса на хвостовике или на ранее спущенной дополнительной нижней колонне труб с разъединителем на верхнем ее конце изолируемый интервал сверху от затрубного пространства. Пакера выполнены с возможностью прохождения. Обеспечивает повышение эффективности работы скважины за счет разделения пакерами изолируемого интервала от эксплуатационного объекта и от приема насоса с одновременным перепуском среды. 6 н. и 25 з.п. ф-лы, 18 ил

Изобретение относится к скважинной разработке и эксплуатации месторождений углеводородов, а именно к технике добычи пластового флюида электроприводным или штанговым насосом. В частности, к разделению приема насоса от изолируемого интервала (негерметичность эксплуатационной колонны, выработанный высокообводненный пласт) с помощью пакера.

Известна скважинная установка для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (Патент РФ № 2211311 Е 21 В 43/14, 2001 г), состоящая из насоса, газоотводной трубы, колонны труб с одним или несколькими пакерами и секциями, расположенными над или/и под пакером, включающими в себя, по меньшей мере, одну скважинную камеру с размещенным в ней клапаном.

Известна система для добычи жидкостей из пласта (Патент РФ № 2196892, Е 21 В 43/38, 1997 г.), содержащая забойный инжектор, колонну труб и пакер для герметизации кольцевого пространства скважины в радиальном направлении от колонны труб, вентиляционную трубу, герметично проходящую вверх через пакер таким образом, что газы проходят через вентиляционную трубу в кольцевое пространство над пакером, и одно или более сквозных отверстий, сообщающих кольцевое пространство над пакером с колонной труб для обеспечения прохождения флюида.

Известна насосная установка для эксплуатации одного или нескольких пластов одной скважиной (Патент РФ № 2300668, F04D 13/10, 2007 г.), включающая спущенные в скважину на колонне труб насос и пакер, установленный выше насоса или между насосом и его приемом.

Известные решения, в частности, не позволяют при эксплуатации скважины насосной установкой надежно изолировать негерметичность или выработанный высокообводненный интервал пласта с одновременным отводом свободного попутно добываемого газа из эксплуатационного

объекта минуя насос при снижении забойного давления значительно ниже давления насыщения нефти газом и высоком газовом факторе.

5 Следует отметить, что при разработке эксплуатационных объектов (углеводородных продуктивных пластов) вместе с добываемыми из него пластовыми флюидами (нефть, газоконденсат, газ, вода) в скважину через
10 один или несколько интервалов (мест) может поступать посторонние среды (вода, газ, песок и т.д.), что не только снижает добычу целевых продуктов (нефть, газоконденсат, газ), но и осложняет работу насосов. Поэтому их
15 целесообразно разделить (разобщить, герметизировать, отделить) изолируемый интервал от добываемых пластовых флюидов из эксплуатационного объекта.

20 В качестве **изолируемого интервала** может быть интервал с одним или несколькими признаками - негерметичность эксплуатационной колонны, интервал с притоком посторонней воды, пласт с высоким содержанием воды,
25 газа, песка, сероводорода, углекислого газа, интервал пласта с трещиной, непродуктивный объект, объект, еще не внедренный в разработку, вспомогательный объект. Отделение пакером изолируемого интервала,
30 расположенного над эксплуатационным объектом и над приемом насоса затруднено из-за необходимости перепуска (перетока, пропуска, отвода, закачки) среды минуя изолируемый интервал скважины. В качестве такой
35 **среды, в частности** может быть: свободный попутный газ; природный газ; пластовый флюид (нефть, газ, газоконденсат, вода) из объекта не введенного
40 в разработку на текущий момент; рабочий агент (газлифтный газ, жидкость для гидроприводного насоса, жидкость для привода внутрискважинных регуляторов, воздух для скважинного генератора тепла); вытесняющий агент
45 (вода, газ, водонефтяная эмульсия, растворитель, газожидкостная смесь, пена, пар); блокирующий агент (вода, водонефтяная эмульсия, пена); трассирующий агент (роданиты, флуоресцеин натрия, родамин, нитраты
50 щелочных металлов, сульфаты или фосфаты щелочных металлов, а также

радиоактивные изотопы с заданными периодами полураспада); химический состав (ингибиторы, реагенты, растворы, эмульсии или смеси).

5 Таким образом, необходимо обеспечить перепуск среды, что позволит, минуя изолируемый с помощью пакера (пакеров) интервал, отводить от эксплуатационного объекта к устью скважины спутный свободный газ и
10 наоборот закачивать (нагнетать) различные агенты в интервал эксплуатационного объекта с заданным расходом. При этом важно оставить возможность контроля давления на приеме насоса (забойное давление на
15 эксплуатационном объекте) по динамическому уровню в затрубном пространстве для поддержания оптимального (максимизируя добычу углеводородов по скважине или углеводородоотдачу по эксплуатационному
20 объекту) забойного давления на эксплуатационном объекте. До настоящего момента не существует решений, удовлетворяющих этим требованиям.

25 **Цель изобретения** – повышение эффективности работы скважины за счет разделения пакерами (пакером) изолируемого интервала от эксплуатационного объекта и приема насоса с одновременным перепуском
30 среды (свободного попутного газа).

Технический результат от применения изобретения заключается в стабильной и надежной работе насосной пакерной установки за счет
35 обеспечения оптимального забойного давления на эксплуатационном объекте и ограничения водопроявлений.

Положительный эффект от применения изобретения выражается в
40 увеличении добычи нефти и сокращении эксплуатационных расходов при эксплуатации скважин, а также в увеличении срока службы насосной установки и скважины, межремонтного периода скважины и наработки на
45 отказ насосной установки. В частности изобретение позволяет: осуществлять добычу в скважинах с негерметичной эксплуатационной колонной; изолировать (отключить) высокообводненный (вследствие опережающей
50 выработки) пласт многопластового месторождения; защитить эксплуатационную колонну от коррозии.

Скважинная пакерная установка с насосом включает спущенные в скважину на колонне труб, постоянного или переменного диаметра, насос и пакер, разделяющий (разобщающий) изолируемый интервал (в частности, интервал притока посторонней воды) снизу от приема насоса (электроприводного или штангового) и выполненный с кабельным вводом или без него.

Для достижения цели изобретения установка выполнена в следующих вариантах:

Вариант 1. Колонна труб оснащена дополнительным пакером с кабельным вводом или без него, разделяющим (разобщающим, герметизирующим) изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, и двумя перепускными устройствами, с одним или несколькими радиальными и/или продольными каналами, расположенными, соответственно, ниже и выше пакеров, причем во внутрь колонны труб спущена заданной длины труба (вспомогательная, дополнительная, газоотводная, вентиляционная) меньшего диаметра и она герметично соединена снизу и сверху с соответствующими перепускными устройствами. Здесь либо внутренняя полость трубы меньшего диаметра гидравлически соединена (сообщена) с над- и подпакерными пространствами через радиальные каналы перепускных устройств для регулируемого перепуска (перетока) среды, а также может быть использована для ввода (прохода) кабеля, при этом кольцевая полость, образуемая между колонной труб и трубой меньшего диаметра, гидравлически соединена с полостями колонны труб ниже и выше перепускных устройств для добычи пластового флюида через их (перепускные устройства) продольные (эксцентрические) каналы, либо же внутренняя полость трубы меньшего диаметра гидравлически соединена с полостями колонны труб ниже и выше перепускных устройств для добычи пластового флюида через (ее) осевой продольный канал, а при этом (кольцевая) полость, образуемая между колонной труб и трубой меньшего диаметра, гидравлически соединена с пространствами над- и под.

пакерами через радиальные каналы, для регулируемого перепуска среды (попутного свободного газа, рабочего агента), а также (эта полость) может
5 быть использована для ввода кабеля.

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены следующие, частные решения:

10 Труба меньшего диаметра имеет постоянное или переменное сечение и установлена концентрически или эксцентрически внутри колонны труб, причем при переменном сечении её участок с относительно меньшим
15 диаметром расположен внутри пакера.

Установка может быть оснащена (по меньшей мере, одним) разъединителем колонны или телескопическим соединением, спущенным
20 либо на колонне труб между пакерами, либо на трубе меньшего диаметра в ее верхнем конце или над пакером, либо одновременно и на колонне труб и на трубе меньшего диаметра.

25 Колонна труб, а также труба меньшего диаметра могут быть оснащены одним или несколькими центраторами.

30 Колонна труб оснащена скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном (для сообщения трубного и затрубного пространства).

35 Верхний конец трубы меньшего диаметра соединен с верхним перепускным устройством выше верхнего пакера с помощью резьбы или с помощью уплотняющего соединения (манжетами).

40 Нижний конец трубы меньшего диаметра соединен с нижним перепускным устройством ниже нижнего пакера с помощью уплотняющего соединения (уплотнительными кольцами) или с помощью резьбы (правой или левой).

45 При жестком резьбовом соединении (с правой или левой резьбой) нижнего и верхнего перепускных устройств с трубой меньшего диаметра, последняя выполнена из двух частей – нижней и верхней, которые связаны
50 между собой телескопическим соединением.

Труба меньшего диаметра или ее часть выполнена не жесткой в виде гибкой трубы, или рукава (гофра), или шланга (высокого давления), или импульсной трубки, при этом ее нижний конец герметично соединен с радиальным каналом перепускного устройства под нижним пакером и гидравлически изолирован от внутренней полости колонны труб, а в верхний конец - герметично соединен с радиальным каналом перепускного устройства над верхним пакером,

Труба меньшего диаметра гидравлически сообщена (по меньшей мере, с одним) с радиальным каналом в перепускном устройстве, причем последнее выполнено в виде муфты перекрестного течения, при этом радиальный канал гидравлически связан с затрубным пространством и изолирован от продольного (эксцентрического) сквозного канала в муфте перекрестного течения, который в свою очередь гидравлически сообщен с колонной труб, при этом муфта перекрестного течения выполнена в отдельном (индивидуальном) устройстве, либо в разъединителе колонны, либо в скважинной камере, либо в ниппеле (с посадочным карманом для съемного регулирующего клапана), или в ниппеле.

Радиальный канал выполнен в виде сквозного отверстия с заданной формой (круглое или в виде щели) и сечением (заданным эквивалентным диаметром) в стенке или муфте труб.

Перепускное устройство включает регулятор (потока среды), который выполнен в виде съемного клапана без или с обратным затвором (клапаном), установленного в ниппеле или скважинной камере

Насос выполнен либо электроприводным (электропогружным, электроцентробежным), либо штанговым (приводимый в действие колонной штанг, движущейся возвратно-поступательно или вращательно) в виде вставного или невставного, в последнем случае (для ШГН) внутренний проход пакера и трубы меньшего диаметра выполнены с диаметром больше, чем внешний диаметр вставного насоса или наружный диаметр плунжера невставного насоса.

Насос расположен выше (по меньшей мере, одного) нижнего пакера, а прием (вход) насоса расположен ниже этого (нижнего) пакера над или под
5 эксплуатационным объектом, или напротив интервала перфорации эксплуатационного объекта.

Между пакерами на колонне труб размещена, по меньшей мере, одна
10 скважинная камера с глухой пробкой или клапаном для возможности стравливания давления в изолируемом интервале или воздействия на этот интервал блокирующим агентом, или эксплуатации (временной или
15 постоянной) пласта изолируемого интервала.

Над пакером размещена, по меньшей мере, одна скважинная камера с газлифтным клапаном для возможности использования газлифтного газа с
20 целью снижения давления в колонне труб на уровне перепускного устройства (для обеспечения возможности перепуска свободного попутного газа и увеличения его расхода).

Кабель выполнен в виде силового (для привода погружного центробежного насоса или привода скважинного регулятора) или греющего,
30 или интерфейсного (для приема – передачи различных сигналов глубинных датчиков), или оптоволоконного кабеля и прикреплен к внешней поверхности колонны труб хомутами (поясами, клямсами), при этом кабель
35 проходит через пакеры сквозном продольном канале ствола пакера, заполненным герметиком, или кабель частично проходит внутри радиальных и продольных каналов, или кабель выполнен с полым каналом,
40 выполняющим функцию (вспомогательного канала) трубы меньшего диаметра.

Вариант 2. Колонна труб оснащена перепускным устройством с
45 несколькими или одним радиальным и продольным каналами, расположенным ниже пакера, причем во внутрь колонны труб спущена колонна труб меньшего диаметра и герметично, жестко или не жестко
50 соединена нижним концом с перепускным устройством, а верхним концом - либо с устьевым оборудованием скважины или ее верхний конец расположен

свободно внутри колонны труб на заданной высоте над пакером, при этом между колонной труб и трубой меньшего диаметра образуется полость, которая либо гидравлически соединяет полость труб выше (над) насосом (через ее полость над перепускным устройством) с устьем скважины для добычи пластового флюида, в этом случае пространство под пакером гидравлически соединено через радиальный канал в перепускном устройстве и через колонну труб меньшего диаметра с устьем скважины или с колонной труб на заданной глубине для регулируемого перепуска среды, либо же эта (кольцевая) полость (образующаяся между колонной труб и трубой меньшего диаметра) соединяет пространство под пакером через радиальный канал перепускного устройства пространством над пакером выше изолируемого интервала (на заданной высоте) или с полостью колонны труб на заданной высоте (глубине), или с устьем скважины для перепуска среды (и/или для ввода кабеля), в этом случае, внутренняя полость колонны труб над (выше) насоса соединена через внутреннюю полость колонны труб меньшего диаметра (с полостью колонны труб на заданной высоте) с устьем скважины для добычи пластового флюида.

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены следующие, частные решения:

Верхний конец трубы меньшего диаметра расположен свободно над пакером (над изолируемым интервалом) на заданной высоте, определяемой превышением давления в полости для перепуска среды над давлением в полости для добычи пластового флюида (перепад давления достаточный для отвода попутного газа из затрубного пространства под нижним пакером) и гидравлически сообщен с колонной труб, при этом над верхним концом трубы меньшего диаметра в колонне труб (может быть) установлена скважинная камера с регулирующим клапаном (глухой пробкой) или же ниже ее (трубы меньшего диаметра) свободного конца в колонне труб установлен перепускной клапан.

Верхний конец трубы меньшего диаметра расположен свободно на заданной высоте над пакером и гидравлически сообщен с колонной труб, при этом над верхним концом трубы меньшего диаметра в колонне труб установлена скважинная камера с регулирующим клапаном или же ниже свободного конца в колонне труб установлен перепускной клапан (гидравлического действия для сообщения трубного и затрубного пространства).

Верхний конец трубы меньшего диаметра соединен с устьевым оборудованием скважины - фонтанной арматурой (с трубодержателем дополнительной трубной головки) и гидравлически сообщен с индивидуальным трубопроводом и/или выкидным коллектором (для сбора попутного газа).

Труба меньшего диаметра имеет постоянное или переменное сечение и установлена концентрически или эксцентрически внутри колонны труб, причем при переменном сечении, её участок с относительно меньшим диаметром расположен внутри пакера, при этом труба меньшего диаметра или ее часть выполнена не жесткой в виде гибкой трубы, или рукава, или шланга, или импульсной трубки, а ее верхний конец расположен свободно или зафиксирован (центраторами) на заданной высоте и имеет возможность гидравлической связи с внутренним или внешним пространством колонны труб.

Установка по варианту 2 также может дополнительно быть оснащена одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, регулятором в виде обратного клапана или срабатывающего от (заданного) перепада давления.

Вариант 3. Колонна труб оснащена дополнительным пакером с кабельным вводом или без него, разделяющим (разобщающим, герметизирующим) изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, причем (оба) пакера выполнены с возможностью прохождения

через них внешней эксцентричной трубы меньшего диаметра для регулируемого перепуска среды из нижнего подпакерного в верхнее надпакерное затрубное пространство на заданную высоту (на участке от верхнего пакера до устья скважины) и/или для ввода (прохода) кабеля, при этом труба меньшего диаметра проходит через канал пакера или пакеров отдельно или вместе (совместно) с кабелем.

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены следующие, частные решения:

Труба меньшего диаметра расположена снаружи вдоль колонны труб и закреплена хомутами (специальными поясами), при этом она полностью, или отдельная ее часть, выполнена в виде жесткой трубы, или импульсной трубки, или гибкой трубы, или рукава, или шланга с диаметром достаточным для перепуска среды - свободного попутного газа и/или для прохода (ввода) внутри неё кабеля на участке между пакерами, либо труба меньшего диаметра образована внутри кабеля, по меньшей мере, на участке между пакерами.

Установка по 3 варианту также может быть дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - патрубком, переходником, стационарным регулятором, установленным на (верхнем или нижнем конце или в месте смены диаметра) трубе меньшего диаметра, разъединителем для колонны труб или для внешней трубы меньшего диаметра, телескопическим соединением для колонны труб или для внешней трубы меньшего диаметра, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном.

Вариант 4. Установка оснащена дополнительным пакером, разделяющим (разобщающим, герметизирующим) изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, при этом оба пакера выполнены двуствольными, причем стволы большего диаметра соединены с колонной труб для добычи пластового флюида, а стволы меньшего диаметра между

пакерами гидравлически соединены трубой (трубами) меньшего диаметра для регулируемого перепуска среды (попутного свободного газа) и/или для
5 ввода (прохода внутри трубы) кабеля.

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены частные решения, например, она, может быть дополнительно оснащена
10 одним или несколькими устройствами - разъединителем для колонны труб или для эксцентричной трубы меньшего диаметра, телескопическим соединением для колонны труб или для эксцентричной трубы меньшего
15 диаметра, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном.

20 **Вариант 5.** Установка снабжена установленным над насосом струйным аппаратом с приемной камерой и размещенной в колонне труб трубой меньшего диаметра, а перепускное устройство выполнено в виде муфты с
25 радиальным каналом, связанным непосредственно или через продольный канал, образованный посредством трубы меньшего диаметра с приемной камерой струйного аппарата, расположенного в колонне труб под или над
30 пакером (на заданной глубине).

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены частные решения, например, она, может быть дополнительно оснащена
35 одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны, ниппелем с посадочным гнездом для струйного аппарата, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с
40 обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном.

45 **Вариант 6.** Насос выше изолируемого интервала.

Скважинная пакерная установка с насосом включает спущенные в скважину, по меньшей мере, одну колонну труб с насосом и, по крайней
50 мере, один пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса (электроприводного или штангового).

Пакер установлен ниже насоса на его хвостовике, или же он (пакер) установлен на ранее спущенной дополнительной нижней колонне труб с
5 разъединителем на верхнем ее (дополнительной нижней колонны труб) конце, в последнем случае во внутрь дополнительной нижней колонны труб спущена труба меньшего диаметра, нижний конец которой расположен
10 глубже (ниже нижнего конца дополнительной нижней колонны труб) колонны труб (в том числе спущена с упором на забое), а верхний ее конец либо расположен свободно внутри или выше (разъединителя колонны)
15 нижней дополнительной колонны труб и оснащен разъединителем колонны, либо он (сразу) соединен с колонной труб, на которой спущен насос, при этом труба меньшего диаметра или хвостовик гидравлически связан нижним
20 концом, по меньшей мере, с одним эксплуатационных объектом (продуктивным пластом), а верхним концом (без или с помощью разъединителя) с приемом насоса для добычи пластового флюида, а
25 пространство (дополнительной нижерасположенной колонной труб с пакером) между колонной труб и трубой меньшего диаметра или хвостовиком выполнено с возможностью перепуска среды (свободного
30 попутного газа, агента) из подпакерного пространства в надпакерное пространство минуя изолируемый интервал (интервал притока посторонней
35 воды или среды, осложняющей эксплуатацию скважины).

Для насосной установки по данному варианту могут быть выполнены частные решения, например, она, может быть дополнительно оснащена
40 одним или несколькими устройствами -- разъединителем колонны, ниппелем с посадочным гнездом для струйного аппарата, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с
45 обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном, кабелем, регулятором для управляемого отбора продукции, по меньшей мере, из
50 одного эксплуатационного объекта (расположенного под и/или над изолируемым интервалом).

На фигурах 1-18 приводятся принципиальные схемы вариантов и различные исполнения скважинной насосной установки, а именно: Первый вариант установки на фиг. 1-7; Второй вариант установки на фиг. 8-10; Третий вариант установки на фиг. И; Четвертый вариант установки на фиг. 12; Пятый вариант установки на фиг. 13-14; Шестой вариант установки на фиг. 15-18;

На всех фигурах направление движения потока показано в виде стрелок:

- для пластового флюида - стрелкой с прямым торцом;

- для перепускаемой среды (газа) - стрелкой с серповидным торцом.

Установка (фигуры 1-18) включает спущенную в эксплуатационную

колонну скважины 1 колонну труб 2 с насосом 10 и, по меньшей мере, с одним пакером 4, разделяющим изолируемый интервал снизу от приема насоса 10.

Вариант 1 (фигуры 1-7). Над насосом 10 установлены два пакера - нижний пакер 4 без или с кабельным вводом 5 под изолируемым интервалом (например, интервал притока посторонней воды) и верхний пакер 6 над этим изолируемым интервалом без или с кабельным вводом 5. Между пакерами 4, 6 в колонну труб 2 спущена труба меньшего диаметра 3, причем снизу она уплотняющим соединением (манжетами) герметично или на резьбе установлена в перепускное устройство 7, которое имеет, по меньшей мере, один радиальный канал 8 и, по крайней мере, один продольный канал 9. Причем радиальный канал 8 гидравлически связан с затрубным пространством под нижним пакером 4 и над приемом насоса 10, а продольный канал 9 гидравлически связан снизу с пространством колонны труб над выкидом (выходом) насоса 10, а сверху - с колонной труб 2. Верхним концом труба меньшего диаметра 3 соединяется резьбой или уплотнительными кольцами (манжетами) с верхним перепускным устройством 11, которое также имеет, по меньшей мере, один радиальный канал 12 и, по крайней мере, один продольный канал 13. После запуска насоса жидкость из надпакерного затрубного пространства стекает по

образованному гидравлическому каналу в затрубное подпакерное пространство на прием насоса 10. При снижении давления на приеме насоса
5 ниже давления насыщения, выделяется свободный газ. Отвод попутного газа (среды) из пространства под нижним пакером 4 осуществляется в пространство над верхним пакером 6, минуя изолируемый интервал через
10 нижнее 7 и верхнее 11 перепускные устройства соответственно по радиальным каналам 9 и 12. Пластовый флюид под напором насоса 10 извлекается на поверхность

15 На фигуре 1 перепуск среды осуществляется по внутренней полости трубы меньшего диаметра 3 из затрубного пространства под пакером 4 в затрубное пространство над пакером 6. При этом пластовый флюид
20 проходит по продольным эксцентрическим каналам 9 сквозь перепускное устройство 7, выполненное в виде муфты перекрестного течения далее по (кольцевой) полости (каналу) между колонной труб 2 и трубой меньшего
25 диаметра и через продольные эксцентрические каналы 13 извлекается на поверхность по колонне труб 2. При этом кабель 14 (если имеется, например, для электроприводного насоса) может проходить через кабельный ввод
30 пакеров 4 и 6.

На фигуре 2 перепуск среды осуществляется по кольцевой полости
35 между колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра 3. Кабель 14 на участке между перепускными устройствами может проходить через радиальные каналы 8 и 12 и через кольцевую полость, образованную между колонной
40 труб 2 и трубой меньшего диаметра 3, причем в нижняя и верхняя части кабеля 14 могут быть соединены с помощью специальной муфты 15. В варианте использования центрального осевого продольного канала для
45 добычи (извлечения) пластового флюида, кроме электроприводного насоса 10, можно также использовать глубинный штанговый насос 10, поскольку центральная часть трубы меньшего диаметра свободна для возвратно-
50 поступательного или вращательного движения колонны штанг 16, и прохода через нее вставного насоса или плунжера невставного насоса 10. Между

верхним и нижним концом на трубе может быть телескопическое соединение или разъединитель колонны 17, расположенный например, над
5 нижним пакером 4. Разъединитель колонны 17 может быть также установлен над пакером 4 для колонны труб 2.

На фигуре 3 приведен конкретный пример реализации варианта 1 с
10 осевым проходом кабеля 14 через два пакера 4 и 6. Здесь кабель 14 проходит через радиальные каналы 8, 12 и внутреннюю полость трубы меньшего диаметра 3, причем нижняя и верхняя части кабеля 14 могут быть соединены
15 над верхним пакером 6 с помощью специальной муфты кабельного соединения 15. Перепускные устройства 7 и 11 выполнены в виде муфты перекрестного течения. Причем верхняя часть верхнего перепускного
20 устройства 11 выполнено в виде ниппеля с возможностью посадки в него с помощью канатной техники или свободным сбросом после спуска колонны труб глухой пробки 18 без или с обратным клапаном (для стравливания газа).
25 При этом глухая пробка 18 разделяет образованный гидравлический канал для перепуска среды от колонны труб, разобщая его (закрывая осевой продольный канал перепускного устройства II сверху). Свободный попутный
30 газ, поступивший из подпакерного пространства в надпакерное затрубное пространство транспортируется в выкидной коллектор через устьевой перепускной
35 клапан, либо отводится с помощью регулятора в индивидуальный трубопровод (на фиг. не показано), либо с помощью регулятора 20, установленного в скважинной камере 19, газ может
40 подаваться в колонну труб 2 создавая газлифтный эффект. Аналогичная скважинная камера 19 с регулятором 20, например, в виде глухой пробки, может быть установлена между пакерами 4 и 6 для возможности
45 последующего воздействия на изолируемый интервал. Кабель 14 присоединенный (прикреплен к внешней поверхности) к колонне труб 2 с помощью хомутов 21 выходит на поверхность. Причем в качестве кабеля
50 может быть не только силовой кабель 14, но также и греющий кабель 14, или интерфейсный кабель 14 для передачи информации от глубинных датчиков

на поверхность, или оптоволоконный кабель 14, выполняющий функцию датчика перепада температуры и давления. При подъеме компоновки глухая пробка 18 извлекается, а скважинная жидкость стекает из колонны труб 2 по радиальному каналу 8 перепускного устройства 7 (выполняющего функцию сливного клапана) в подпакерное пространство. А когда нижнее перепускное устройство 7 расположено на значительном расстоянии от погружного насоса 10, то установка может быть оснащена заглушкой 22, например, в виде срезной пробки, для последующего доступа к сливному клапану.

На фигуре 4 представлена схема с открытым осевым проходом для добычи пластового флюида, что позволяет при эксплуатации скважины электроприводным насосом сбивать сливной клапан 23 перед подъемом колонны труб 2. Перепускные устройства выполнены либо в виде муфты 7 и 11 с радиальным каналом 8 и 12, либо в виде радиального канала (отверстия) 8 в (стенке) колонне труб 2 соответственно под пакером 4 и над пакером 6. То есть, как под пакером 4, так и над пакером 6 может быть несколько перепускных устройств. Кабель 14 на участке между перепускными устройствами 7 и 11 может проходить либо за колонной труб 2 через кабельные вводы 5 пакера 4 и пакера 6, либо в кольцевом пространстве между колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра 3. Перепускные устройства 7 и 11 могут быть связаны с колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра с помощью переходника 24 (с резьбовым соединением для трубы меньшего диаметра 3 или переходника 25 с уплотнительными кольцами (манжетами) для герметизации трубы меньшего диаметра и полости для перепуска среды. Может быть и наоборот (внизу герметизация с помощью манжет, а сверху - с помощью резьбового соединения). Для увеличения пропускной способности труба меньшего диаметра 3 в местах, где это возможно, например, между пакерами 4 и 6, выполнена с увеличенным диаметром, при этом колонна труб 2 между пакерами 4 и 6 также может быть выполнена с увеличением диаметра по сравнению с другими участками

. колонны труб 2. В этой компоновке пластовый флюид извлекается по центральному осевому продольному каналу (проходу).

5 На фигуре 5 представлена компоновка с перепуском среды (газа) по трубе меньшего диаметра 3, через нижнее перепускное устройство 7 в виде муфты с радиальным каналом 8. Труба меньшего диаметра 3 может состоять
10 из нескольких участков, например: из патрубка 26 для соединения муфты с прямолинейным жестким участком труб меньшего диаметра 3, который может быть зафиксирован в колонне труб в концентричном или
15 эксцентричном положении или установлен свободно с помощью дополнительного ограничителя 27, а также с помощью центратора 28, или отклоняющей эксцентричной пружины 28. В нижнем торце трубы меньшего
20 диаметра может быть выполнена торцевая заглушка 29. Аналогично нижнему перепускному устройству 7 верхнее перепускное устройство выполнено в виде муфты 11 с радиальным каналом 12. При этом верхняя
25 торцевая крышка 31 связана с патрубком патрубков 26. Внутри верхней торцевой крышки 31 может быть выполнен съемный 20, или стационарный
30 30 регулятор (например, обратный клапан или переключатель, срабатывающий от перепада давления).

На фигуре 6 представлена схема аналогичная фигуре 5, только вместо
35 жесткой трубы меньшего диаметра 3 она выполнена в виде гибкой трубы 3 (например, шланга высокого давления), соединенной с нижней муфтой 7 (без ограничителя), а верхний ее конец, может соединяться с верхней муфтой 11.
40 Свободный газ из под пакера 4 через радиальный канал 8 перепускного устройства 7 поступает в трубопровод 3, выполненный в виде гибкой трубы с заданным (достаточным для прохода газа) диаметром и затем, через канал
45 12 перепускного устройства И выходит в пространство над пакером 6. Причем перепускное устройство 11 может быть соединено со стационарным регулятором 30, расположенным на его глубине. В другом варианте
50 свободный газ может выводиться выше (вплоть до устьевого оборудования) расположения перепускного устройства 11 путем его отвода с помощью

внешней трубы меньшего диаметра 33 без регулятора или с регулятором 30 на ее верхнем конце.

5 На фигуре 7 представлена схема, когда насос 10 выполнен в виде вставного или невставного глубинного штангового насоса с приводом от колонны штанг 16. При этом насос 10 расположен выше нижнего пакера 4, а прием
10 (его вход) этого насоса 10 в виде хвостовика 3 расположен ниже пакера 4. Причем внутренний проход пакера 6 и трубы меньшего диаметра 3 над насосом 10 выполнены с диаметром больше, чем внешний диаметр вставного
15 насоса 10 или наружный диаметр плунжера невставного насоса 10. На фигуре 7 представлен вариант, когда колонну труб 2 предварительно спустили на технологической трубе. Посадили пакера 4 и 6, тем самым,
20 разобщая изолируемый интервал от эксплуатационного объекта. Потом отсоединили (необязательно) верхнюю часть колонны труб 2 (показана пунктиром) через разъединитель 17. А между пакерами на колонне труб 2
25 могли, также установить разъединитель колонны 17 или переводник (переходник) 32 с колонны одного (меньшего или большего) диаметра на колонну другого (большего или меньшего) диаметра. В качестве нижнего
30 перепускного устройства 7 под нижним пакером 4 здесь использована скважинная камера 19 либо с регулятором 30, установленным стационарно перед спуском колонны труб 2, либо со сменным регулятором 20 в виде
35 газлифтного клапана (незаряженного), посаженного в скважинную камеру 19 с помощью канатной техники. А верхнее перепускное устройство 11 может
40 быть выполнено либо в разъединителе колонны труб 17, либо в стенке колонны труб 2, либо функцию радиального канала 8 выполняет торец верхней части разъединителя 17 колонны труб 2. Для притока пластового
45 флюида может использоваться та же (над эксплуатационным объектом) скважинная камера 19 или дополнительная скважинная камера 19, установленная над или под (как это показано на фиг. 7) эксплуатационным
50 объектом, или напротив интервала перфорации эксплуатационного объекта. В эту скважинную камеру 19 также может быть установлен регулятор

стационарный 30 или сменный 20 для управления притоком добычи
пластового флюида к насосу 10, через его прием, в качестве которого в
5 данной схеме следует рассматривать нижний конец хвостовика 3,
выполняющий одновременно функцию трубы меньшего диаметра,
образующую с колонной труб 2 кольцевую полость для перепуска
10 свободного (попутного) газа.

Использование установки по 1 варианту иллюстрируется на примере
скважины № 1111, эксплуатируемой с помощью УЭЦН и с негерметичной
15 эксплуатационной колонной. В качестве эксплуатационного объекта в
скважине вскрыт нефтяной пласт с коэффициентом продуктивности 20
м³/сут/МПа; пластовым давлением 22 МПа; давлением насыщения 14 МПа;
20 газовым фактором 125 м³/м³; обводненностью 30%. При проектном
забойном давлении 8 МПа дебит должен составлять: по жидкости 280
25 м³/сут; по нефти 196 м³/сут; попутного свободного газа 10,5 тыс. нм³/сут.
При спуске погружного насоса с максимальной производительностью для
эксплуатационной колонны 146 мм ЭЦНМ5А-500 на продуктивном пласте
30 удалось достигнуть забойного давления лишь 14 МПа и обеспечить дебит
жидкости 537 м³/сут, а дебит нефти 112 м³/сут. По результатам
исследований установлено, что при создании максимально возможной
35 депрессии на эксплуатационном объекте 70 % от объема всей добываемой
жидкости в виде пластовой воды (377 м³/сут) перетекает из негерметичности
эксплуатационной колонны, расположенной в интервале 670 - 720 метров.
40 Кроме этого из-за недостаточного охлаждения ПЭД (основной приток
жидкости сверху не участвует в охлаждении) наработка на отказ УЭЦН для
данной скважина была очень низкой. Использование предлагаемого
45 изобретения (по первому варианту установки) на данной скважине
заключалась в том, что на колонне труб 73 мм был спущен погружной
электроцентробежный насос ЭЦНМ5А-320 с нижним пакером,
50 установленным на глубине 730 метров и верхним пакером, установленным
на глубине 660 метров. При этом оба пакера были выполнены с продольными

каналами (кабельными вводами) для силового кабеля. Внутри колонны труб дополнительно спустили трубу меньшего диаметра (условный диаметр 33 мм) длиной 80 метров для перепуска попутного свободного газа из затрубного пространства под нижним пакером в затрубное пространство над верхним пакером. Нижним концом трубу меньшего диаметра внутри колонны труб установили в нижнее перепускное устройство в виде муфты перекрестного течения и герметизировали уплотняющим соединением, а верхний конец на резьбе соединили с верхним перепускным устройством. При этом из-за ограничения притока воды из негерметичности эксплуатационной колонны дебит жидкости сократилась в 1,9 раза (280 м³/сут), а дебит нефти увеличилась в 1,75 раза (196 м³/сут)! Кроме этого также в 1,2 раза снизилось потребление электроэнергии и в 2 раза увеличилась наработка на отказ для ЭЦН. В данном случае можно было бы установить только один пакер под негерметичностью, но дополнительная изоляция негерметичности эксплуатационной колонны сверху позволяет: уменьшить длину трубы меньшего диаметра, уменьшить вероятность скопления на пакере песка, поступающего из негерметичности при пульсации давления в затрубном пространстве; защитить верхнюю часть эксплуатационной колонны от воздействия коррозионно-активной воды, заполнив затрубное пространство нефтью; предупреждать заполнение вспомогательной трубы (шланга) водой в момент остановки погружного насоса; отслеживать динамику изменения забойного давления по динамике динамического уровня.

Вариант 2. В эксплуатационную колонну 1 скважины на колонне труб 2, постоянного или переменного диаметра, спущен насос 10 и пакер 4, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса 10 и выполненный с кабельным вводом (например, для электроприводного насоса 10) или без него (например, для штангового насоса 10). Под пакером 4 располагают перепускное устройство 7 с несколькими или одним радиальным 8 и продольным 9 каналами. Во внутрь колонны труб 2 спущена

колонна труб меньшего диаметра 3 и герметично, жестко (на резьбе правой или левой) или не жестко (с помощью герметизирующих манжет) соединена
5 нижним концом с перепускным устройством 7. Верхним концом труба меньшего диаметра 3 может быть соединена с устьевым оборудованием скважины или ее верхний конец расположен свободно внутри колонны труб
10 2 на заданной высоте (глубине) над пакером 4.

На фигуре 8 представлена схема по 2 варианту. Над приемом насоса 10 установлен (только) один пакер 4 под изолируемым интервалом (например,
15 интервалом притока посторонней воды), а в колонну труб 2 спущена труба меньшего диаметра 3, герметично установленная в перепускное устройство 7, выполненное в виде муфты перекрестного течения, которая имеет, по
20 меньшей мере, один радиальный канал 8 и, по крайней мере, один продольный канал 9. Причем радиальный канал 8 гидравлически связан с затрубным пространством под пакером 4, а продольный канал 9
25 гидравлически связан с пространством колонны труб 2 над выкидом насоса 10. В зависимости от расположения верхнего конца трубы меньшего диаметра 3 можно выделить два случая: 1) труба меньшего диаметра 3
30 располагается свободно на глубине, соответствующей давлению в колонне труб или в затрубном пространстве на заданную величину меньше, чем давление на входе в перепускное устройство 7, которого достаточно для
35 отвода свободного газа (среды), чтобы предупреждать срыв подачи насоса 10 на рабочем режиме; 2) верхним концом труба меньшего диаметра 3 соединяется резьбой с устьевым оборудованием - фонтанной арматурой.
40 Между колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра 3 образуется полость для добычи пластового флюида. Она гидравлически соединяет с одной
45 стороны с полостью колонны труб 2 над выкидом насоса 10 через продольные эксцентрические каналы 9 перепускного устройства 7. С верхней стороны труба меньшего диаметра 3 гидравлически связана с устьем скважины, при
50 этом она соединяется с фонтанной арматурой (на фиг. не показано). Либо верхний конец тубы меньшего диаметра выходит во внутреннюю полостью

колонны труб 2. В случае, когда труба меньшего диаметра 7 находится в колонне труб свободно, на ее верхнем конце может быть установлен разъединитель колонны 17с посадочным гнездом, в которое можно (кроме инструмента для соединения или извлечения трубы меньшего диаметра 3) спустить сменный регулятор 20, выполненный в виде глухой пробки с обратным клапаном. При этом перепускаемая среда (попутный свободный газ), смешиваясь с пластовым флюидом, создает газлифтный эффект. В том случае, когда верхний конец трубы меньшего диаметра 3 расположен свободно на заданной высоте, он также может оснащаться стационарным регулятором 30 (например, в виде обратного клапана). При необходимости кольцевое затрубное пространство над изолируемым интервалом может быть заполнено защитной средой (инертным газом, пеной, нефтью, глинистым раствором или ингибитором коррозии).

На фигуре 9 приведено другое исполнение установки по второму варианту. Здесь пластовый флюид извлекается по центральному каналу сначала во внутренней поверхности колонны труб 2 над выкидом насоса 10, затем через перепускное устройство 7 по внутренней колонне трубы меньшего диаметра 3 либо до устья скважины, либо до заданной высоты от пакера 4, где они вновь попадают во внутреннюю полость колонны труб 2, а затем в фонтанную арматуру. Пространство под пакером 4 гидравлически соединено с устьем скважины или с колонной труб 2 на заданной высоте над пакером 4 для регулируемого перепуска среды через радиальный канал 8 перепускного устройства 7 и через кольцевую полость между колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра 3. Перепускаемая среда (попутный газ) транспортируется по этому кольцевому пространству до устья скважины в выкидной коллектор или в индивидуальный трубопровод, предназначенный для транспортировки газа. Например, труба меньшего диаметра гидравлически сообщена с индивидуальным трубопроводом, а основная колонна труб гидравлически сообщена с выкидным коллектором или наоборот или они обе выходят в выкидной коллектор. В другом исполнении

попутный газ транспортируется до радиального канала (выполняющего функцию верхнего перепускного устройства) 12 в колонне труб 2, или до радиального канала 12 в трубе меньшего диаметра 3. На трубе меньшего диаметра 3 может быть установлен разъединитель колонны 17, либо над пакером, либо на ее верхнем конце, например в том случае, когда она установлена свободно в колонне труб 2 без или с центраторами 28. При эксплуатации скважины штанговым насосом разъединитель колонны 17 может быть установлен и на колонне труб с центраторами 28, например, на заданной высоте, от изолируемого интервала (например, выработанный пласт с посаженным пластовым давлением), достаточной для извлечения попутного газа по затрубному пространству, образуемому в этом случае над разъединителем колонны между эксплуатационной колонной 1 и трубой меньшего диаметра 2. В качестве трубы меньшего диаметра может также использоваться и гибкая труба (например, шланг высокого давления).

На фигуре 10 представлена схема с электроприводным насосом также с открытым осевым проходом, для перепуска газа из подпакерного пространства с временным перекрытием на нижнем перепускном устройстве 7 с помощью съемной (или срезной) глухой пробки 18 для того случая, когда нижнее перепускное устройство 7 расположено на значительном расстоянии от погружного насоса 10. Перед демонтажем установки глухая пробка 18 извлекается и освобождается осевой проход для сбивки сливного клапана 23. При этом верхний конец трубы меньшего диаметра 3 может быть расположен свободно без или с центратором 28 и разъединителем колонны 17, а может быть соединен с устьевым оборудованием. Здесь на колонне труб установлена свежинная камера 19 с регулятором 19, который можно использовать для управления процессом перепуска попутного газа из подпакера 4 с помощью газлифтного газа подаваемого в скважину с поверхности.

На фигурах 5-7 в случае отсутствия верхнего пакера 6 (изображен пунктирной линией) также приведены частные решения для второго
5 варианта.

На фиг. 5 с выходом попутного газа либо внешнее пространство колонны труб 2 (в затрубное пространство) через радиальный канал 12 в
10 перепускном устройстве (муфте) 11 на заданной высоте от изолируемого интервала, либо во внутреннее пространство колонны труб 2 через регулятор 30, в качестве которого может быть использован обратный клапан или
15 клапан, срабатывающий от заданного перепада давления (в том числе и от импульса давления).

На фиг 6 выпуск попутного газа может быть в затрубное пространство
20 либо непосредственно на выходе из перепускного устройства 11 через радиальный канал 12 без или с использованием регулятора 30, либо на заданной высоте от него, куда он поступает по внешней трубе меньшего
25 диаметра 33, при этом она может подниматься либо до устья, либо ее верхний конец без или с регулятором 30 выходит в затрубное пространство.
В другом случае, попутный газ выходит во внутрь колонны труб 2 через
30 верхний конец трубы меньшего диаметра 3 без или с регулятором 30, расположенной в колонне труб 2 свободно или зафиксированной, например центраторами 28.
35

На фиг. 7 пропуск свободного газа из пространства под пакером 4 в затрубное пространство над пакером 4 (без пакера 6) на заданной высоте
40 изолируемого интервала (в том случае когда он имеет низкое пластовое давление) осуществляется по каналу, образованному между колонной труб 2 и трубой меньшего диаметра.

45 Пример использования установки по 2 варианту показан по скважине № 2222, эксплуатируемой с помощью УЭЦН и нуждающейся в изоляции высокообводненного верхнего пласта. В качестве эксплуатационного
50 объекта в скважине вскрыт нижний нефтяной пласт с коэффициентом продуктивности 20 м³/сут/МПа; пластовым давлением 22 МПа; давлением

насыщения 14 МПа; газовым фактором 125 м³/м³; обводненностью 76%. При проектном забойном давлении 8 МПа добыча по нижнему объекту должна составлять: жидкости 300 м³/сут; нефти 72 м³/сут; попутного свободного газа 3900 нм³/сут. Однако достигнуть проектного забойного давления не удалось даже после спуска ЭЦНМ6-1000. При забойном давлении 18 МПа дебит жидкости составил 1140 м³/сут, а нефти 39 м³/сут. Причиной этому был (второй) еще один вскрытый в этой скважине высокообводненный верхний пласт с коэффициентом продуктивности 170 м³/сут/МПа; пластовым давлением 23 МПа; давлением насыщения 13 МПа; газовым фактором 115 м³/м³; обводненность 99 %. При достижении заданного забойного давления 8 МПа дебит бы по верхнему объекту составлял: по жидкости 2550 м³/сут. Реализация предлагаемого способа заключалась в том, что на колонне труб 73 мм был спущен погружной электроцентробежный насос ЭЦНМ5А-400 с пакером установленным на 10 метров глубже нижнего интервала перфорации непродуктивного объекта — выработанного высокообводненного пласта для его изоляции от приема погружного насоса. Трубу меньшего диаметра внутри колонны труб установили в перепускное устройство, расположенное под пакером и соединили с фонтанной арматурой. Это позволило обеспечить на основном эксплуатационном объекте проектное забойное давление 8 МПа и как следствие дебит жидкости составил 300 м³/сут, а нефти 72 м³/сут. То есть дебит нефти увеличился более чем в 1.85 раза при снижении добычи воды в 4.6 раза.

Вариант 3 (фигуры 11-12). В эксплуатационную колонну скважины на колонне труб 2, спускают насос 10 и пакер 4, разделяющий изолируемый интервал (интервал притока посторонней воды) снизу от приема насоса 10 и выполненный с кабельным вводом 5 (для электроприводного насоса) или без него (для штангового насоса). На колонне труб 2 также спускают дополнительный пакер 6 с кабельным вводом 5 или без него, разделяющим изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, причем пакера 4 и 6 выполнены с возможностью прохождения через них внешней

эксцентричной трубы меньшего диаметра 33 для регулируемого перепуска среды из затрубного пространства под нижним пакером 4 в затрубное пространство над верхним пакером 6 на заданную высоту (на участке от 5 верхнего торца верхнего пакера 6 до устья скважины - фонтанной арматуры). При этом труба меньшего диаметра 33 проходит через (продольный 10 сквозной) канал пакера или (каждого из) пакеров 4 и 6 отдельно (индивидуально - без кабеля) или вместе с кабелем 14. Продольный сквозной канал пакера выполнен либо в виде продольной прорези на стволе пакера 15 под его уплотнительными манжетами, либо в виде продольного сквозного канала внутри тела уплотнительной манжеты, либо в виде продольного паза на внешней части уплотнительной манжете, либо в виде пространства между 20 двумя жестко соединенными его стволами. В месте прохода через продольный сквозной канал пакера труба меньшего диаметра может быть выполнена с минимально возможным диаметром, но достаточным для 25 перепуска среды - попутного свободного газа, а может соединяться с отдельными патрубком еще меньшего диаметра 34 с помощью переходников 35. Пакера 4 и 6 могут быть оснащены дополнительным кабельным вводом 5 для прохода кабеля 14. Труба меньшего диаметра 33 может быть 30 прикреплена к колонне труб хомутами (специальными поясами) 36, аналогичные хомутам 21 для крепления кабеля 14. Труба меньшего диаметра 33 может быть оснащена стационарным регулятором 30, например обратным 35 клапаном, или клапаном открывающемся при превышении заданного перепада давления. Это регулятор 30 может быть установлен на верхнем или 40 нижнем конце или в месте смены диаметра труба меньшего диаметра 33. Нижний конец трубы меньшего диаметра 33 гидравлически связан с 45 затрубным пространством под нижним пакером 4 и с приемом насоса 10, а верхний конец трубы меньшего диаметра выходит в затрубное пространство над верхним пакером 6, минуя изолируемый интервал, и располагается 50 свободно, либо верхний конец может, соединяется с устьевым оборудованием. В случае использования только одного нижнего пакера 4.

верхний конец располагают в затрубном пространстве над пакерами 4 на
глубине с давлением меньше, чем давление на входе в нижний конец трубы
5 33 на величину, достаточную для перепуска свободного попутного газа,
предупреждая при этом срыв подачи насоса на рабочем режиме. Силовой
кабель 14 может проходить через продольные каналы пакеров 4, 6 вместе с
10 трубой меньшего диаметра 33. В другом случае, как это показано на фигуре
12, кабель 14 на участке между пакерами проходит внутри внешней
(эксцентричной) трубы меньшего диаметра 33. Труба меньшего диаметра 33
15 выполнена эксцентрической и может быть в виде жесткой трубы, или
импульсной трубки, или гибкой трубы, или рукава, или шланга, или гофра и
расположена снаружи вдоль колонны труб, при этом она может быть
20 закреплена к колонне труб хомутами (специальными поясами) 36 или
хомутами (клямсами) 21 для крепления кабеля 14. Для более рационального
использования свободного газа он может поступать через скважинную
25 камеру 19 с регулятором 20 в колонну труб 2 на заданной высоте
(используемую для добычи пластового флюида) для создания газлифтного
30 эффекта.

Пример использования установки по 3 варианту приведен по скважине
№ 3333, эксплуатируемой с помощью УШГН с притоком посторонней воды
35 на прием насоса. В качестве эксплуатационного объекта вскрыт нефтяной
пласт с коэффициентом продуктивности 4 м³/сут/МПа; пластовым
давлением 35 МПа; давлением насыщения 16 МПа; газовым фактором 160
40 м³/м³; обводненность 80%. При проектном забойном давлении 12 МПа
дебит должен составлять: по жидкости 92 м³/сут; по нефти 18 м³/сут;
попутного свободного газа 736 м³/сут. Для достижения проектного
45 забойного использовалась штанговая глубинную насосную установки с
производительностью 110 м³/сут, однако дебит нефти составил всего 3,68
м³/сут. По результатам исследований установлено, что при установленной
50 производительности насоса 80 % от объема всей добываемой жидкости в
виде пластовой воды перетекает из непродуктивного объекта -

негерметичности эксплуатационной колонны, расположенной в интервале 670 - 720 метров. Использование предлагаемой установки заключалась в том, что на колонне труб 73 мм был спущен штанговый глубинный насос 73-НН2Б-57-30-15 с пакерами. Нижний пакер установлен на глубине 730 метров, и верхний пакер установлен на глубине 660 метров. При этом оба пакера были выполнены с продольными каналами для прохода трубы меньшего диаметра, которая была выполнена в виде шланга высокого давления с целью перепуска попутного свободного газа из затрубного пространства под нижнем пакером в затрубное пространство над верхним пакером. При реализации данной схемы были достигнуты проектные показатели по добыче нефти, то есть при неизменной добыче жидкости, добыча нефти увеличилась в 5 раз.

Вариант 4. Фигура 13. Установка оснащена эксцентричной трубой (колонной труб) меньшего диаметра 37, эксцентричной колонной труб большего диаметра 38, пакерами 39 и 40, установленными ниже и выше изолируемого интервала (притока посторонней воды), при этом оба пакера выполнены двухствольными. Стволы пакеров 39 и 40 большего диаметра соединены с колонной труб 38 для добычи пластового флюида извлекаемого на поверхность с помощью электроприводного или штангового насоса, а стволы меньшего диаметра между пакерами 39 и 40 гидравлически соединены трубой меньшего диаметра 37 для перепуска среды (попутного свободного газа) и/или для ввода (прохода внутри неё) кабеля 14 с муфтой соединения 15. Труба меньшего диаметра 37 гидравлически связана с подпакерным пространством (ниже пакера 39) и либо имеет длину равной расстоянию между пакерами 39 и 40, либо она выполнена в виде колонны труб 37 меньшего диаметра и соединяется вверху с устьевым оборудованием.

Использование установки по 4 варианту показано на примере скважины № 4444, эксплуатируемой УЭЦН с необходимостью изоляции высокообводненного пласта. В качестве эксплуатационного объекта вскрыт.

нижний нефтяной пласт с коэффициентом продуктивности 10 м³/сут/МПа; пластовым давлением 24 МПа; давлением насыщения 14 МПа; газовым фактором 125 м³/м³; обводненностью 10%. При проектном забойном давлении 8 МПа добыча по нижнему объекту должна составлять: жидкости 150 м³/сут; нефти 135 м³/сут; попутного свободного газа 7230 нм³/сут. Однако достигнуть проектного забойного давления не удалось даже после спуска ЭЦНМ5А-500. При забойном давлении 13,5 МПа дебит жидкости составил 535 м³/сут, а нефти 27 м³/сут. Причиной этому был верхний высокообводненный выработанный пласт с коэффициентом продуктивности 80 м³/сут/МПа; пластовым давлением 19 МПа; давлением насыщения 13 МПа; газовым фактором 115 м³/м³; обводненность 99 %. Реализация предлагаемого изобретения заключалась в том, что на колонне труб 60 мм был спущен погружной электроцентробежный насос ЭЦНМ5-125 с двумя двуствольными пакерами пакером установленным на 10 метров ниже и выше изолируемого выработанного пласта, между этими пакерами была скрушена эксцентричная труба диаметром 48 мм и длиной 40 метров. Силовой кабель на данном участке разместили внутри эксцентричной трубы. Это позволило обеспечить на основном эксплуатационном объекте проектный режим.

Вариант 5. Фигура 14. В эксплуатационную колонну 1 скважины на колонне труб 2, постоянного или переменного диаметра, спускают насос 10с пакером 4. Пакер 4 разделяет изолируемый интервал снизу от приема насоса 10 и выполнен с кабельным вводом 5. Ниже пакера 4 расположено перепускное устройство 7, выполненное в виде муфты с радиальным каналом 8, а к перепускному устройству 7 в колонне труб 2 присоединена (расположена) своим нижним концом труба меньшего диаметра 3. Она проходит внутри пакера и выше его, а на ее верхнем конце установлен струйный аппарат. Струйный аппарат 41 и 42 может состоять из корпуса с приемной камерой 41 (в виде ниппеля с посадочной поверхностью) и сменного рабочего органа 42 (сопла, смесительной камеры и диффузора). То есть струйный аппарат может быть стационарным, а может быть сменным

(например, с помощью канатной техники или свободным сбросом его вымываемой вставки) как показано на фигуре 14. При этом основные рабочие элементы струйного аппарата расположены в его сменной части 42. В приемную камеру струйного аппарата 41 поступает среда - газ из затрубного пространства под пакером 4, связанного с ней через продольный канал, образованный посредством трубы меньшего диаметра 3 и колонны труб 2. То есть происходит подсос (отвод) свободного газа от приема насоса за счет инъекции пластового флюида (выполняющего функцию рабочего агента), проходящего через струйный аппарат под давлением от высоконапорного электроприводного насоса 10. Кроме этого создается дополнительный газлифтный эффект от поступившего в колонну труб 2 свободного попутного газа. С энергетической точки зрения это не менее важно и позволяет частично компенсировать энергию затраченную на дросселирование в струйном аппарате, а при определенных условиях позволяет даже уменьшить напор погружного насоса 10 и его потребляемую мощность. Струйный аппарат 41 и 42 над насосом 10 может быть установлен над пакером 4. А при наличии дополнительного пакера 6 (например, для изоляции затрубного пространства от высокого давления и агрессивной среды изолируемого интервала), струйный аппарат может располагаться под пакером 6 и выше пакера 4, или над пакером 6. Струйный аппарат позволяет увеличить пропуск расхода газа или газожидкостной смеси (пены), используя дополнительный напор основного насоса 10. Кроме этого установка также может быть оснащена выше пакера 4 скважинной камерой 19 с регулятором 20 в виде газлифтного клапана. В этом случае, используя схему комбинированного лифта «погружной насос - газлифт» и изменяя расход газлифтного газа можно снижать давление в колонне труб 2 и тем самым регулировать расход (перепуск) свободного газа из пространства под пакером 4 в колонну труб 2. При наличии двух пакеров 4 и 6 между ними может быть установлена также скважинная камера 19 со съёмной глухой пробкой 18 или регулятором 20, например, последний выполненный в виде

обратного клапана (для закачки блокирующего агента) или в виде клапана срабатывающего при превышении заданного давления (для стравливания 5 давления в межпакерном пространстве). Кроме этого между пакерами 4 и 6 может быть также установлен разъединитель колонны труб 17.

Пример использования установки по 5 варианту показан по скважине 10 № 5555 с отводом попутно добываемого газа с помощью струйного аппарата. Глубина кровли продуктивного пласта 2100 метров; пластовое давление 16 МПа; давление насыщения 12 МПа; газовый фактор 110 м³/м³; 15 обводненность 80%. В этой скважине также не удавалось достичь проектного забойного давления с максимально возможным дебитом УЭЦН для колонны эксплуатационной 146 мм. Причиной этого являлась негерметичность 20 эксплуатационной колонны на глубине 910-1930 метров - изолируемый интервал, расход притока посторонней воды из которого составлял по данным исследования 50% от общей добычи при дебите скважины по 25 жидкости 520 м³/сут, а дебит нефти составлял 51 м³/сут. Установили пакер на глубину 1940 метров под интервалом негерметичности. Погружной насос с регулируемой производительностью и с повышенным напором спустили на 30 глубину 2050 метров. Непосредственно под пакером установили перепускное устройство в биде муфты с «г» образным каналом. Затем к ней 35 присоединили кусок трубы, а с верху его над пакером установили корпус струйного аппарата совмещенного с его приемной камерой и гидравлически связанного по кольцевому пространству между колонной труб и вставленной 40 в нее трубой с затрубным пространством под пакером. С помощью канатной техники установили съемный рабочий орган струйного аппарата в посадочное гнездо корпуса. При этом отбор газа из затрубного пространства 45 под пакером происходил в колонну труб с большим давлением. При этом скважина стала работать с дебитом жидкости 400 м³/сут, а дебитом нефти 80 м³/сут. То есть проектное давление снова не достигалось, несмотря на 50 возможность увеличения производительности погружного насоса. Насос автоматически отключался из-за срыва подачи, так как с большей

производительностью по жидкости увеличивался объем свободного газа, с которым не справлялся струйный аппарат. Было решено организовать комбинированную эксплуатацию погружного насоса и газлифта. Подачу газа высокого давления производили через съемный газлифтный клапан, установленный в скважинную камеру над изолируемым интервалом. Из-за снижения давления в колонне труб на выходе струйного аппарата его производительность по отбору свободного газа увеличилась, и это позволило достигнуть на эксплуатационном объекте проектное забойное давление. При этом добыча жидкости составила 480 м³/сут, а добыча нефти 96 м³/сут. Дополнительными преимуществами данной схемы является возможность предварительного освоения и вывода скважины на режим с помощью газлифта с последующим запуском погружного насоса с меньшим напором и энергопотреблением.

Вариант 6. Фигуры 15-18.

На фигуре 15 пакер 4 установлен под насосом 10 и ниже изолируемого интервала на хвостовике 43, внутренняя полость которого верхним концом гидравлически соединена с приемом насоса, а нижним концом с эксплуатационным объектом - продуктивным пластом. При этом хвостовик 43 для штангового насоса крепится внизу насоса 10, а для электроприводного погружного насоса через переводник 32 к кожуху 44, присоединенному либо к корпусу насоса, либо к колонне труб 2 и имеющему кабельный ввод 45 для герметизации затрубного пространства над пакером от приема насоса 10. Хвостовик 43 с пакером 4 или одновременно с двумя пакерами 4 и 6 может быть спущен предварительно на технологической трубе в этом случае он оснащается в верхнем конце разъединителем колонны для последующего соединения с хвостовиком 43 или кожухом 44 спускаемым вместе с колонной труб 2 и насосом 10 (без пакера или с дополнительным пакером 6).

При добыче пластового флюида из эксплуатационного объекта с забойным давлением ниже давления насыщения, установку выполняют с.

дополнительными техническими решениями по предупреждению поступления попутного свободного газа на прием насоса:

- 5 1) Непосредственно под насосом может быть установлен газосепаратор 46;
- 2) Хвостовик оснащают перепускными трубой меньшего диаметра 3, проходящей внутри его и гидравлически связанной с через радиальные
10 каналы 8 и 12 перепускных устройств 7 и 11 аналогичных тем, которые предложены по первому варианту данного изобретения (вместо колонны труб 2 хвостовик 43). При этом над изолируемым интервалом (с высоким
15 пластовым давлением) на хвостовике дополнительно посажен пакер б;
- 3) Вместе с хвостовиком спускают внешнюю эксцентрическую трубу меньшего диаметра 33 для перепуска свободного газа в пространство над
20 изолируемым интервалом аналогично третьему варианту, предложенному в данном изобретении. При этом на хвостовике (вместо колонны труб 2 хвостовик 43) может быть дополнительно посажен пакер б;

25 На фигуре 16 насос 10 с хвостовиком 43, прикрепленному непосредственно к насосу для (штангового) или к кожуху (для электроприводного погружного), спускают в эксплуатационную колонну 1
30 на колонне труб 2. Причем если нижняя часть хвостовика в виде трубы меньшего диаметра 43 уже спущена, то могут спускать верхнюю часть хвостовика 43, соединяя ее с нижней с помощью разъединителя колонны 47.
35 При этом нижний конец трубы меньшего диаметра - хвостовика 43 расположен ниже (глубже) радиального канала 8 для входа попутного газа в колонне 48, которая была предварительно (ранее) спущена вместе с пакером
40 4 установленным под насосом 10 и ниже изолируемого интервала. Нижний конец дополнительной нижней колонне труб 48 расположен под пакером и гидравлически связан с эксплуатационным объектом через входной
45 радиальный канал 8 для поступления свободного попутного газа. Этот канал 8 располагается в муфте или в скважинной камере, или в нижнем торце колонны трубы 48. Дополнительная нижняя колонна труб 48 с
50 разъединителем колонны 17 на верхнем ее конце, может быть оснащена

ниппелем 49 (для посадки гидравлического пакера), дополнительным разъединителем 17 над пакером 4, скважинкой камерой 19с регулятором 20 (например, в виде глухой пробки). В случае если водопроявление из изолируемого интервала происходит под высоким (пластовым) давлением, то дополнительную нижнюю колонну труб 48 оснащают дополнительным пакером 6 посаженным над изолируемым интервалом. Тогда перепуск среды (свободного попутного газа) из затрубного пространства под пакером 4 в затрубное пространство над пакером 6, минуя изолируемый интервал, осуществляется по кольцевому пространству между колоннами труб 48 и 43 (трубой меньшего диаметра - хвостовиком). Нижней конец трубы меньшего диаметра - хвостовика 43 спущенного во внутрь дополнительной колонны труб 48 гидравлически связан с эксплуатационным объектом через вход выполненный в виде радиального канала в муфте или в стенке или в нижнем торце хвостовика, расположенного над или под, или на уровне интервала перфорации эксплуатационного объекта (продуктивного пласта). Верхний конец трубы меньшего диаметра (хвостовика) 43 связан с приемом (для штангового) или с внутренней полстью кожуха 44 (для электроприводного) насоса 10. Причем нижнюю часть хвостовика 43 (трубу меньшего диаметра) можно спускать перед спуском погружного насоса, тогда верхний его конец расположен свободно внутри (например, фиксируется центраторами) или выше нижней дополнительной колонны труб. При этом труба меньшего диаметра (хвостовик) 43 нижним концом упирается либо на забой скважины, либо в заглушку на дополнительной нижней колонне труб 48. На верхнем конце трубы меньшего диаметра (нижней части хвостовика) 43 устанавливают разъединитель колонны 47, с помощью которого она отсоединяется от технологических труб, а затем при спуске погружного насоса соединяется с верхней частью хвостовика 43, обеспечивая герметичную гидравлическую связь с приемом насоса. При этом образованное кольцевое пространство между трубой меньшего диаметра 48 и дополнительной нижерасположенной колонной труб 47 сообщается с

затрубным пространством над насосом и используется для отвода
свободного попутного газа. При эксплуатации погружного
5 электроцентробежного насоса 10, он оснащается специальным кожухом 44,
который сверху может крепиться либо к колонне труб 2, либо к насосу 10.
При извлечении насоса труба меньшего диаметра 43 может также
10 извлекаться, а может оставаться в скважине благодаря разъединителю
колонны 47. Возможно также соединение хвостовика с дополнительной
нижней колонной 48 через разъединитель 17 на её верхнем конце и
15 извлечения насоса 10 без или с пакером 4 (пакерами 4 и 6). Проблема
перепуска газа из подпакерного пространства в надпакерное здесь решается
по варианту 1 данного изобретения. При этом пакер 4 отделяет
20 эксплуатационный объект от изолируемого интервала - интервала притока
посторонней (вредной) среды, а пакер 6 отделяет (изолирует) верхнее
затрубное пространство от данного интервала.

На фигуре 17 представлена компоновка для эксплуатации двух
эксплуатационных объектов (продуктивных пластов) и изоляции двух
30 интервалов (непродуктивных интервалов притока посторонней воды или
газа) с помощью глубинного штангового насоса 10с расположением насоса
над изолируемым интервалом и пакерами 4, 6. При этом прием насоса 10 в
35 виде хвостовика 43 расположен под нижним пакером 4. В этом случае
перепускной канал образуется между хвостовиком 43 и дополнительной
нижней колонной труб 48, предварительно спущенной в скважину 1 с
40 пакерами 4 и 6, изолирующими интервал притока посторонней воды
(высокообводненный пласт), и отсоединенной от технологической трубы с
помощью разъединителя 17. Между пакерами 4 и 6 может быть установлена
45 скважинная камера 19с регулятором 20 (например, в виде глухой пробки). В
качестве регулятора 19 может быть также использован клапан для сброса
давления в межпакерном пространстве или клапан, обеспечивающий
50 согласованность работы насосной установки и приточной характеристики
продуктивных пластов. При этом один из пакеров 4 расположен под

изолируемым интервалом, а другой пакер 6 над этим интервалом. Для регулируемого поступления пластового флюида из верхнего (второго) эксплуатационного объекта (пласта) может быть установлен регулятор 50. При этом если нет второго изолируемого интервала, то попутный свободный газ, пройдя между дополнительной колонной труб 48 и трубой меньшего диаметра (хвостовиком) 43 поднимается по затрубному пространству к устью скважины. В том случае, когда существует необходимость изолировать сверху еще один интервал (например, негерметичность эксплуатационной колонны) под этим интервалом, но над верхним эксплуатационным объектом устанавливаются дополнительный пакер 51, а над изолируемым интервалом также может быть установлен еще один пакер 52. Отвод свободного попутного газа (перепуск среды) производят по одному из вышеприведенных вариантов (или при совмещении технических решений по этим вариантам). Например, с помощью внешней (расположенной с наружи колонны труб 2) эксцентричной трубы меньшего диаметра 33, проходящей в этом случае, через манжеты пакера 51 или пакеров 51 (внутри) и 52 (снаружи).

На фигуре 18 представлена компоновка для эксплуатации двух эксплуатационных объектов (продуктивных пластов) и изоляции двух интервалов (непродуктивных) с притоком посторонней воды с помощью погружного электроцентробежного насоса 10 с расположением насоса над нижним изолируемым интервалом, разобщенным от его приема с помощью пакера 4 или пакеров 4 и 6. Например, нижний пакер 4 (механический), а верхний пакер 6 (гидравлический), садят с помощью технологической трубы, затем разъединяются. Для опрессовки пакера 6 сверху между ним и верхним эксплуатационным объектом (с низким пластовым давлением) временно устанавливают дополнительный технологический пакер. Прием насоса 10 в виде кожуха 44 соединяется с хвостовиком 43 (по варианту 6), а пакера 4 и 6 установлены на хвостовике (нижней дополнительной колонне труб) с нижним концом под нижним пакером 4. В этом случае перепуск попутного газа выполнен по варианту 1. Через радиальный канал 8 (в перепускном

устройстве 7) трубой меньшего диаметра 3 и радиальным каналом 12 (в верхнем перепускном устройстве 11), при этом осевой канал (труба меньшего диаметра 3) ограничена снизу заглушкой 22, например, в виде срезной пробки, а сверху заглушкой 18 в виде глухой пробки. Над пакером 4 (а при наличии пакера 6 над пакером 6) через переводники (переходники) 32 на дополнительной колонне труб может быть установлен регулятор 50 для управляемого отбора продукции из второго (верхнего) эксплуатационного объекта, причем этот регулятор 50 может управляться с помощью дополнительного силового кабеля 53 идущего с поверхности по индивидуальному кабелю или от электрораспределительного устройства в виде кабельной муфты 15 на силовом кабеле 14. В качестве регулятора 50 также может быть клапан, установленный на хвостовике над перепускным устройством 11 и выполненный в виде клапана, срабатывающего от давления или от перепада давления или выполненный в виде сужающего устройства - дросселя (например, скважинная камера со штуцером или перфорированная труба). При отсутствии регулятора 50 пластовые флюиды из верхнего эксплуатационного объекта перетекают по трубе 43 в пространство между трубами 43 и 48, а затем на прием насоса 10. Если нет второго изолируемого интервала, то попутный свободный газ, минуя нижерасположенный изолируемый интервал и интервал перфорации верхнего эксплуатационного объекта, поднимается по затрубному пространству к устью скважины. В том случае, когда вверху существует еще один изолируемый интервал (например, негерметичность эксплуатационной колонны), то под этим интервалом, но над верхним эксплуатационным объектом устанавливается дополнительный пакер 51, а над изолируемым интервалом может быть установлен пакер 52. При этом перепуск среды (свободного попутного газа) может осуществляться также по 1 варианту предложенного изобретения, аналогично нижнему изоляционному интервалу через радиальные каналы 8 и 12 перепускных устройств 7 и 11 или по варианту 2, или по варианту 3 через внешнюю трубу

меньшего диаметра 33, или при совмещении технических решений по вариантам 1, 2 и 3.

5 Иллюстрация использования установки по 6 варианту приведена на примере скважины № 6666. В ней было одновременно вскрыто 3 пласта. Из-за обводнения среднего, наиболее продуктивного пласта, выработка нижнего
10 и верхнего нефтенасыщенных пластов ограничивалась возможностями электроприводного насоса. В скважину был спущен электроцентробежный насос с максимально возможной производительностью для
15 эксплуатационной колонны 140 мм ЭЦНМ5-200. При забойном давлении на уровне верхнего пласта 19 МПа с суммарной добыча жидкости - 251 м³/сут, нефти 66 м³/сут, при средней обводненности 74 %. Увеличить дебит
20 скважины не представлялось возможным из-за отсутствия более производительного насоса для 5 группы (внутренний диаметр эксплуатационной колонны равен 124,3 мм). При этом нижний объект имеет
25 глубину 2550 метров; пластовое давление в зоне отбора 24 МПа; коэффициент продуктивности 6 м³/сут/МПа; обводненность 10%. Средний объект имеет глубину 2500 метров; пластовое давление в зоне отбора 22
30 МПа; коэффициент продуктивности 30 м³/сут/МПа; обводненность 99%. Верхний объект имеет глубину 2450 метров; пластовое давление в зоне отбора 23 МПа; коэффициент продуктивности 8 м³/сут/МПа; обводненность
35 20%. Ситуация усугублялась еще наличием негерметичности на глубине 700-800 метров, из которой поступало 30% воды. Было решено внедрить предлагаемую по данному изобретению технологию. При этом был спущен
40 погружной насос того же типоразмера ЭЦНМ5-200, только оснащенный кожухом и с двумя образованными каналами для перепуска газа - нижним под насосом для изоляции высокообводненного выработанного среднего
45 пласта и верхним над насосом для изоляции притока воды из негерметичности. После запуска погружного насоса, освоения пластов и вывода скважины на установившийся режим суммарная добыча жидкости

уплотняющего соединения или с помощью резьбы.

8. Установка по п.1, отличающаяся тем, что при жестком резьбовом соединении нижнего и верхнего перепускных устройств с трубой меньшего диаметра, последняя выполнена из двух частей - нижней и верхней, которые связаны между собой телескопическим соединением.

9. Установка по п.1, отличающаяся тем, что труба меньшего диаметра или ее часть выполнена не жесткой в виде гибкой трубы, или рукава, или шланга, или импульсной трубки, при этом ее нижний конец герметично соединен с радиальным каналом перепускного устройства под нижним пакером и гидравлически изолирован от внутренней полости колонны труб, а верхний конец - герметично соединен с радиальным каналом перепускного устройства над верхним пакером.

10. Установка по п.1, отличающаяся тем, что труба меньшего диаметра гидравлически сообщена с радиальным каналом в перепускном устройстве, причем последнее выполнено в виде муфты перекрестного течения, при этом радиальный канал гидравлически связан с затрубным пространством и изолирован от продольного сквозного канала в муфте перекрестного течения, который, в свою очередь, гидравлически сообщен с колонной труб, при этом муфта перекрестного течения выполнена либо в отдельном устройстве, либо в разъединителе, либо в скважинной камере, либо в ниппеле.

11. Установка по п.1, отличающаяся тем, что радиальный канал выполнен в виде сквозного отверстия с заданной формой и сечением в стенке или муфте колонны труб.

12. Установка по п.1, отличающаяся тем, что перепускное устройство включает регулятор, который выполнен в виде съемного клапана без или с обратным затвором, установленного в ниппеле или скважинной камере.

13. Установка по п.1, отличающаяся тем, что насос выполнен либо электроприводным, либо штанговым в виде вставного или невставного, в последнем случае внутренний проход пакера и трубы меньшего диаметра выполнены с диаметром больше, чем внешний диаметр вставного насоса или наружный диаметр плунжера невставного насоса.

14. Установка по п.1, отличающаяся тем, что насос расположен выше нижнего пакера, а прием насоса расположен ниже этого пакера над или под эксплуатационным объектом, или напротив интервала перфорации эксплуатационного объекта.

15. Установка по п.1, отличающаяся тем, что между пакерами на колонне труб размещена, по меньшей мере, одна скважинная камера с глухой пробкой или клапаном для возможности стравливания давления в изолируемом интервале или воздействия на этот интервал блокирующим агентом, или эксплуатации пласта изолируемого интервала.

16. Установка по п.1, отличающаяся тем, что над пакером размещена, по меньшей мере, одна скважинная камера с газлифтным клапаном для возможности использования газлифтного газа с целью снижения давления в колонне труб на уровне перепускного устройства.

17. Установка по п.1, отличающаяся тем, что кабель выполнен в виде силового или греющего, или интерфейсного, или оптоволоконного кабеля и прикреплен к внешней поверхности колонны труб хомутами, при этом кабель проходит через пакеры в сквозном продольном канале ствола пакера, заполненным герметиком, или кабель частично проходит внутри радиальных и продольного каналов, или кабель выполнен с полым каналом, выполняющим функцию трубы меньшего диаметра.

18. Скважинная пакерная установка с насосом, включающая спущенные в скважину на колонне труб постоянного или переменного диаметра насос и пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса и выполненный с кабельным вводом или без него, отличающаяся тем, что колонна труб оснащена перепускным устройством с несколькими или одним радиальным и продольным каналами, расположенным ниже пакера, причем во внутрь колонны труб спущена колонна труб меньшего диаметра и герметично, жестко или не жестко соединена нижним концом с перепускным устройством, а верхним концом - с устьевым оборудованием скважины, или ее верхний конец расположен свободно внутри колонны труб на заданной высоте от пакера, при этом между колонной

труб и трубой меньшего диаметра образуется полость, которая либо гидравлически соединяет полость колонны труб над насосом с устьем скважины для добычи пластового флюида, в этом случае пространство под пакером гидравлически соединено через радиальный канал в перепускном устройстве и через колонну труб меньшего диаметра с устьем скважины или с колонной труб на заданной высоте для регулируемого перепуска среды, либо же эта полость соединяет пространство под пакером через радиальный канал перепускного устройства с пространством над пакером выше изолируемого интервала или с полостью колонны труб на заданной высоте, или с устьем скважины для перепуска среды и/или для ввода кабеля, в этом случае внутренняя полость колонны труб над насосом соединена через внутреннюю полость трубы меньшего диаметра с устьем скважины для добычи пластового флюида.

19. Установка по п.18, отличающаяся тем, что верхний конец трубы меньшего диаметра расположен свободно над пакером на заданной высоте, определяемой превышением давления в полости для перепуска среды над давлением в полости для добычи пластового флюида и гидравлически сообщен с колонной труб, при этом над верхним концом трубы меньшего диаметра в колонне труб установлена скважинная камера с регулирующим клапаном или же ниже ее свободного конца в колонне труб установлен перепускной клапан.

20. Установка по п.18, отличающаяся тем, что верхний конец трубы меньшего диаметра соединен с устьевым оборудованием скважины - фонтанной арматурой и гидравлически сообщен с индивидуальным трубопроводом и/или выкидным коллектором.

21. Установка по п.18, отличающаяся тем, что труба меньшего диаметра имеет постоянное или переменное сечение и установлена концентрично или эксцентрично внутри колонны труб, причем при переменном сечении ее участок с относительно меньшим диаметром расположен внутри пакера, при этом труба меньшего диаметра или ее часть выполнена не жесткой в виде гибкой трубы или рукава, или шланга, или импульсной трубки, а ее верхний конец расположен свободно или зафиксирован на заданной высоте и имеет возможность гидравлической связи с внутренним или внешним пространством колонны труб.

22. Установка по п.18, отличающаяся тем, что она оснащена одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, регулятором в виде обратного клапана или срабатывающего от перепада давления.

23. Скважинная пакерная установка с насосом, включающая спущенные в скважину на колонне труб постоянного или переменного диаметра насос и пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса и выполненный с кабельным вводом или без него, отличающаяся тем, что колонна труб оснащена дополнительным пакером с кабельным вводом или без него, разделяющим изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, причем пакера выполнены с возможностью прохождения через них внешней эксцентричной трубы меньшего диаметра для регулируемого перепуска среды из нижнего подпакерного в верхнее надпакерное затрубное пространство на заданную высоту и/или для ввода кабеля, при этом труба меньшего диаметра проходит через канал пакера или пакеров отдельно или вместе с кабелем.

24. Установка п.23, отличающаяся тем, что труба меньшего диаметра расположена снаружи вдоль колонны труб и закреплена хомутами, при этом она полностью или отдельная ее часть выполнена в виде жесткой трубы или импульсной трубки, или гибкой трубы, или рукава, или шланга с диаметром, достаточным для перепуска среды - свободного попутного газа и/или для прохода внутри нее кабеля на участке между пакерами, либо труба меньшего диаметра образована внутри кабеля, по меньшей мере, на участке между пакерами.

25. Установка по п.23, отличающаяся тем, что она оснащена одним или несколькими устройствами - патрубком, переходником, стационарным регулятором, установленным на трубе меньшего диаметра, разъединителем для колонны труб или для внешней трубы меньшего диаметра, телескопическим соединением для колонны труб или для внешней

трубы меньшего диаметра, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным клапаном.

5 26. Скважинная пакерная установка с насосом, включающая спущенные в скважину на колонне труб постоянного или переменного диаметра насос и пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса, отличающаяся тем, что она оснащена дополнительным пакером, разделяющим изолируемый интервал сверху от затрубного пространства, при этом оба пакера выполнены двуствольными, причем стволы большего диаметра соединены с колонной труб для добычи пластового флюида, а стволы

10 меньшего диаметра между пакерами гидравлически соединены трубой меньшего диаметра для перепуска среды и/или для ввода кабеля.

27. Установка по п.26, отличающаяся тем, что она оснащена одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны, телескопическим соединением, центратором, кабельным вводом на двуствольном пакере, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой,

15 или же перепускным циркуляционным клапаном.

28. Скважинная пакерная установка с насосом, включающая спущенные в скважину на колонне труб постоянного или переменного диаметра насос и пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса и выполненный с кабельным вводом, перепускное устройство, расположенное ниже пакера, отличающаяся тем, что она

20 снабжена установленным над насосом струйным аппаратом с приемной камерой и размещенной в колонне труб трубой меньшего диаметра, а перепускное устройство выполнено в виде муфты с радиальным каналом, связанным непосредственно или через продольный канал, образованный посредством трубы меньшего диаметра, с приемной камерой струйного аппарата, расположенного в колонне труб под или над пакером.

25 29. Установка по п.28, отличающаяся тем, что она оснащена одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны, ниппелем с посадочным гнездом для струйного аппарата, дополнительным пакером, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным

30 клапаном.

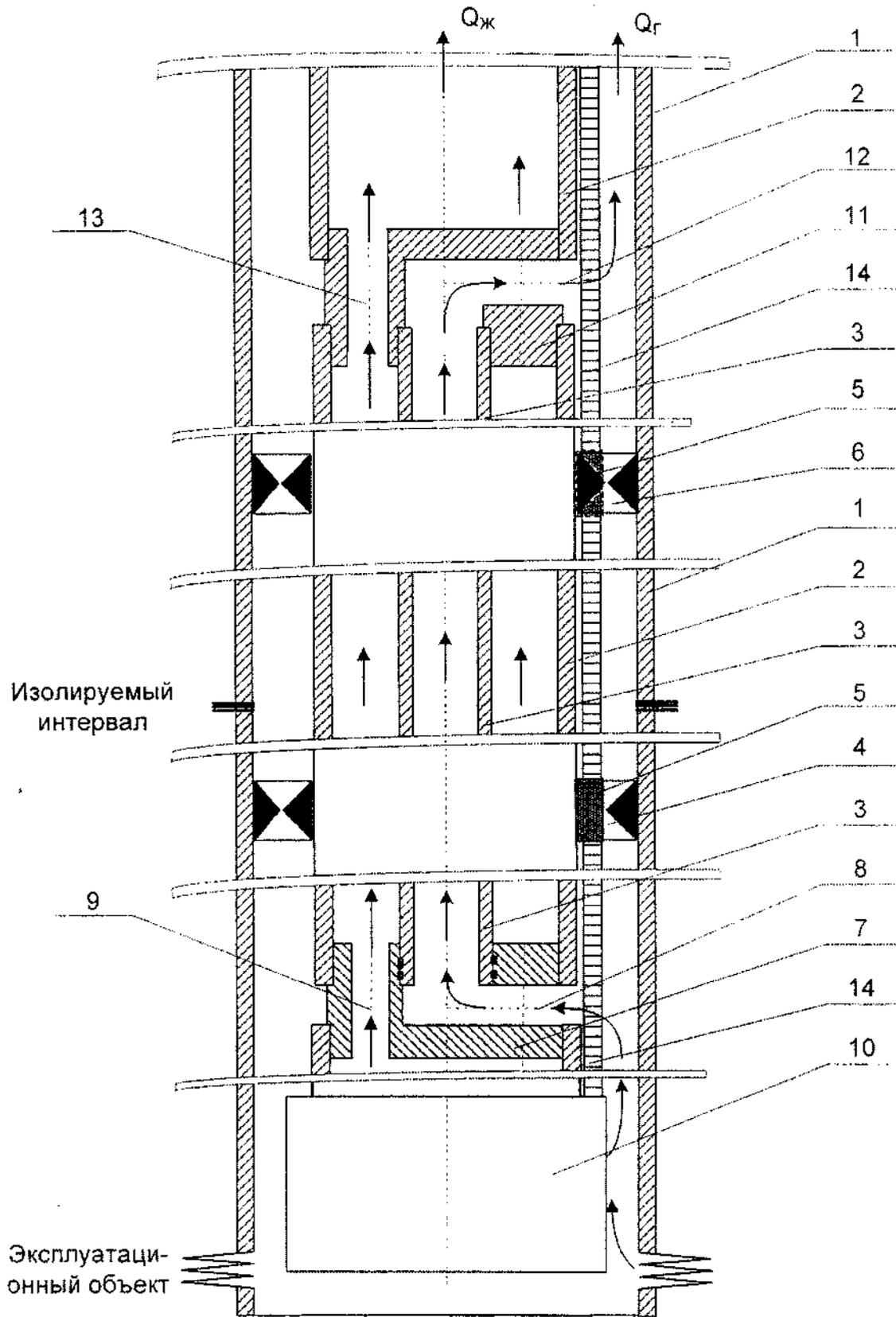
30. Скважинная пакерная установка с насосом, включающая спущенные в скважину, по меньшей мере, одну колонну труб с насосом и, по крайней мере, один пакер, разделяющий изолируемый интервал снизу от приема насоса, отличающаяся тем, что пакер установлен ниже насоса на хвостовике или же он установлен на ранее спущенной

35 дополнительной нижней колонне труб с разъединителем на верхнем ее конце, в последнем случае во внутрь дополнительной нижней колонны труб спущена труба меньшего диаметра, нижний конец которой расположен глубже нее, а верхний ее конец либо расположен свободно внутри или выше нижней дополнительной колонны труб, либо он соединен с колонной труб, на которой спущен насос, при этом хвостовик или труба меньшего диаметра гидравлически связана нижним концом, по меньшей мере, с одним эксплуатационным объектом - продуктивным пластом, а верхним концом с - приемом насоса для добычи пластовых флюидов, а пространство между трубой меньшего диаметра и дополнительной нижерасположенной колонной труб с пакером выполнено с

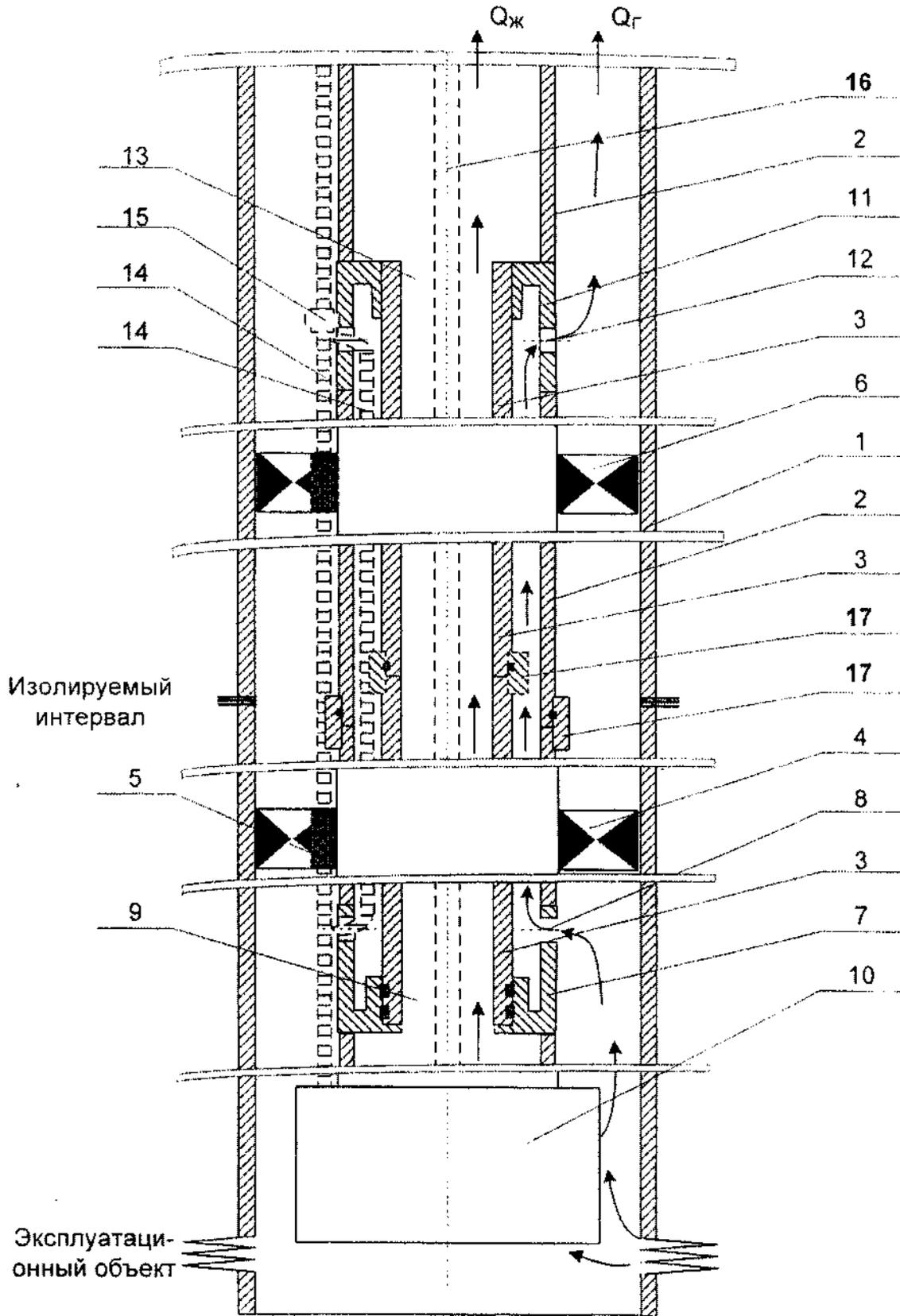
40 возможностью перепуска среды из подпакерного пространства в надпакерное пространство, минуя изолируемый интервал.

45 31. Установка по п.30, отличающаяся тем, что она оснащена одним или несколькими устройствами - разъединителем колонны для хвостовика, разъединителем колонны для дополнительной нижней колонны труб, телескопическим соединением, центратором, муфтой перекрестного течения без или с обратным затвором, скважинной камерой с регулирующим клапаном или глухой пробкой, или же перепускным циркуляционным

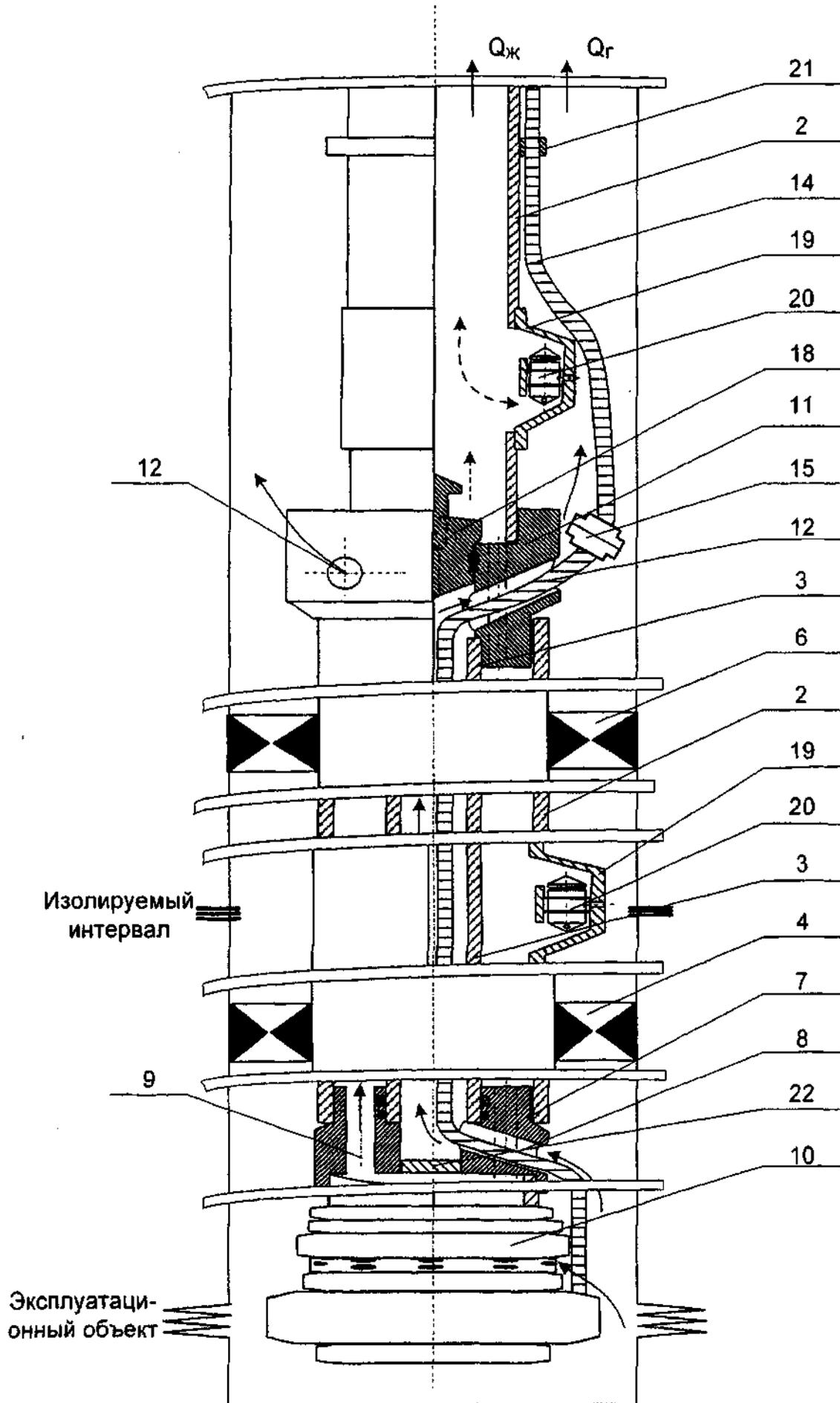
50 клапаном, кабелем, регулятором для управляемого отбора продукции, по меньшей мере, из одного эксплуатационного объекта.



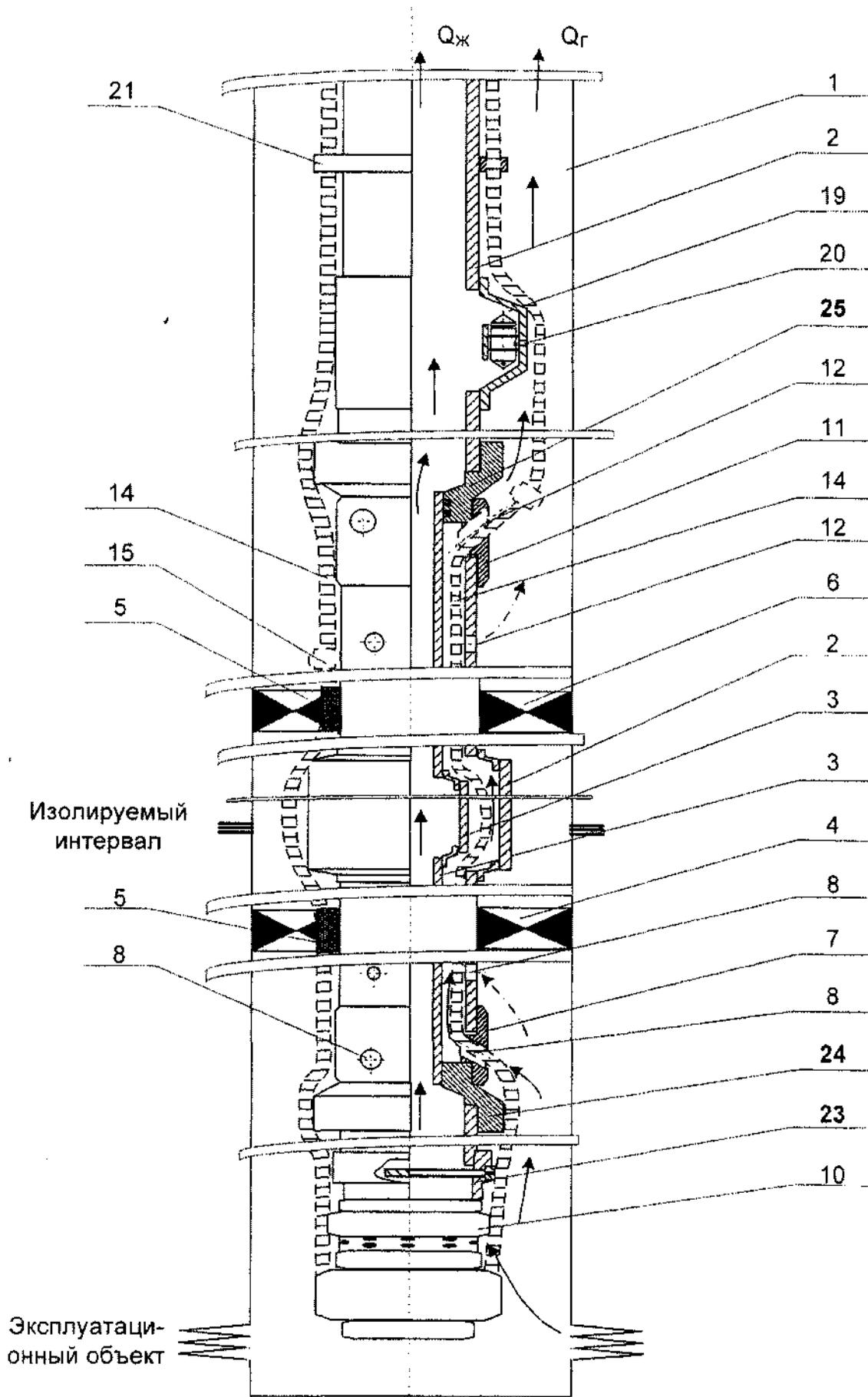
Фиг. 1



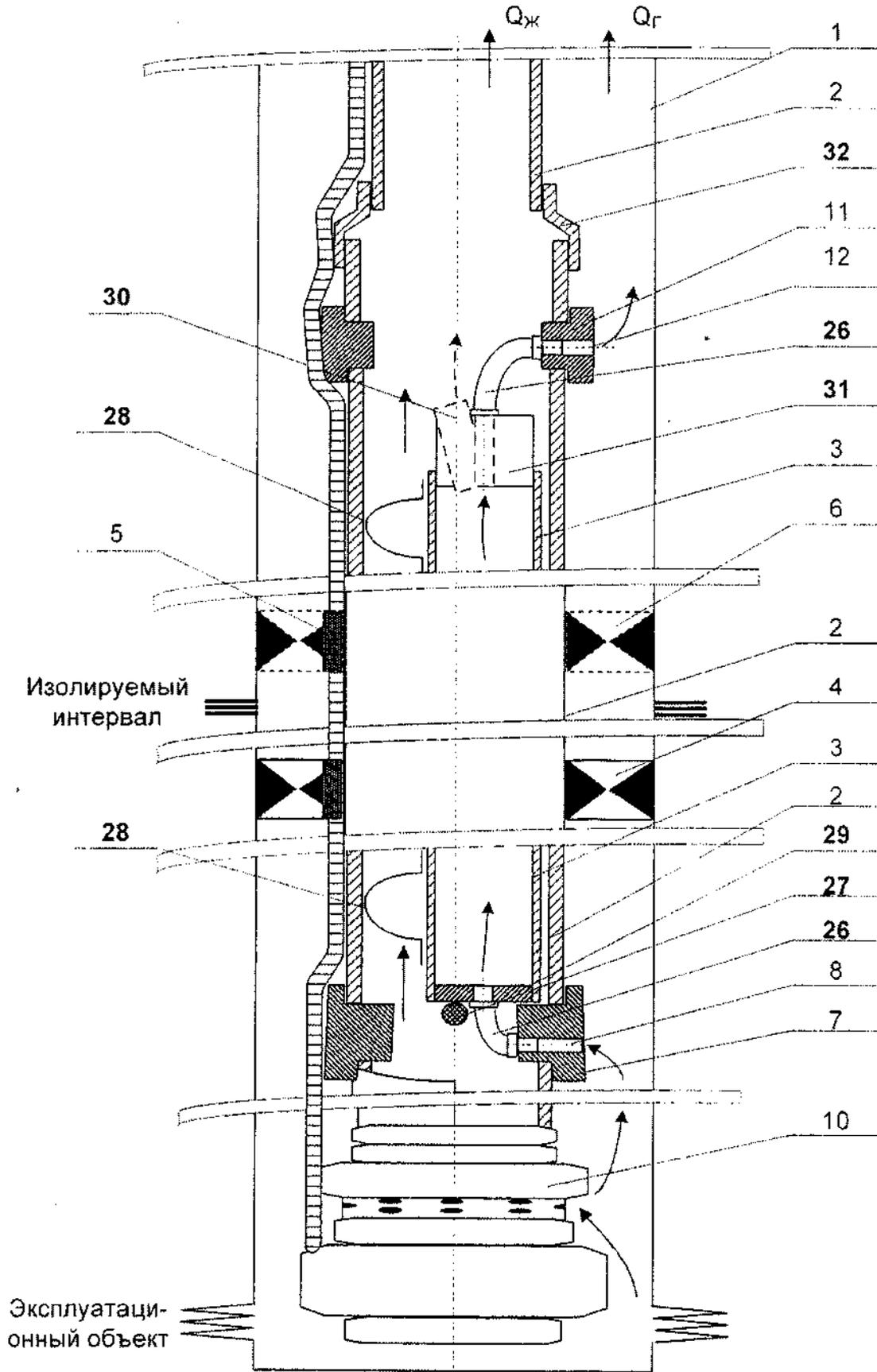
Фиг. 2



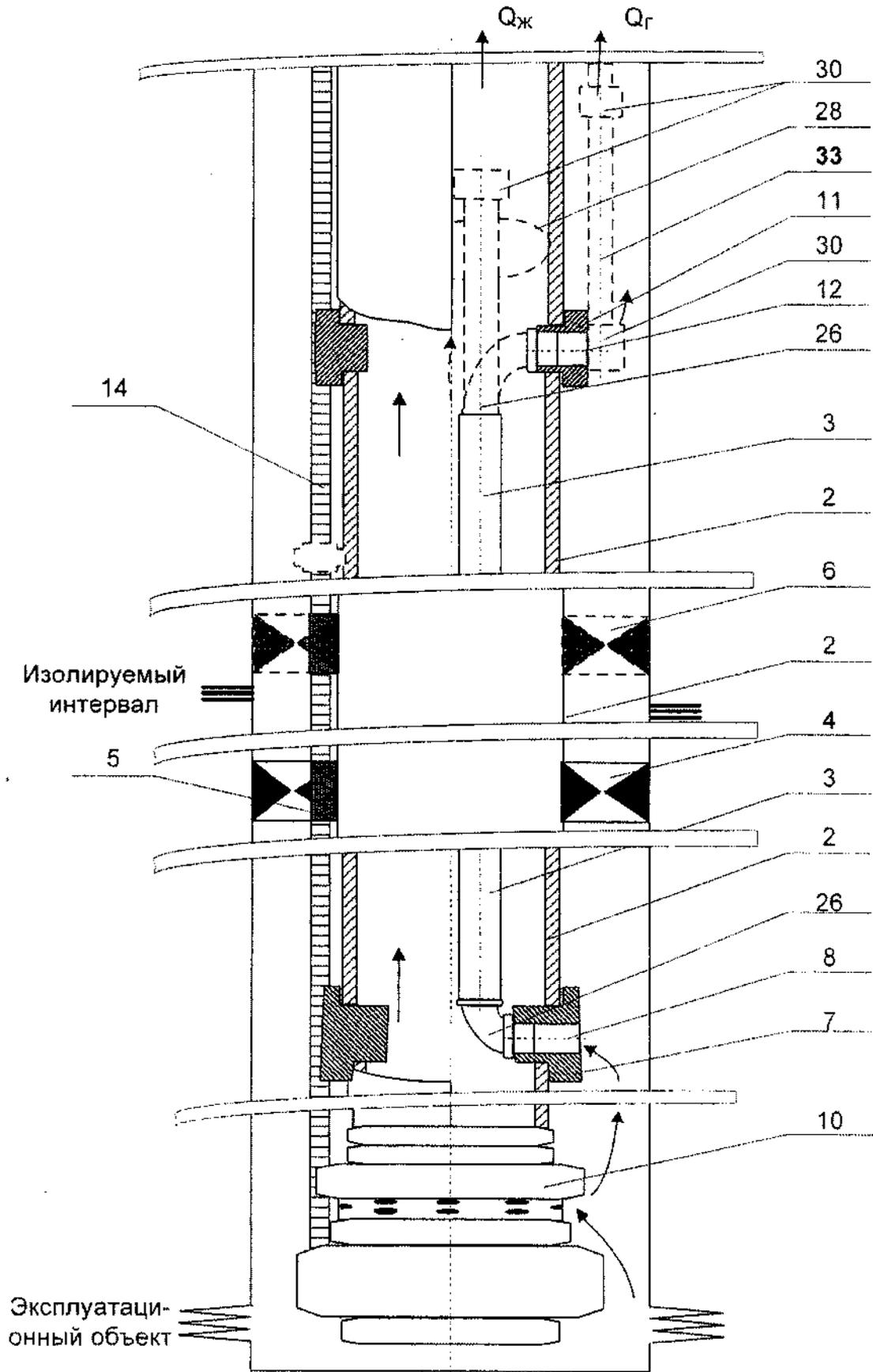
Фиг. 3



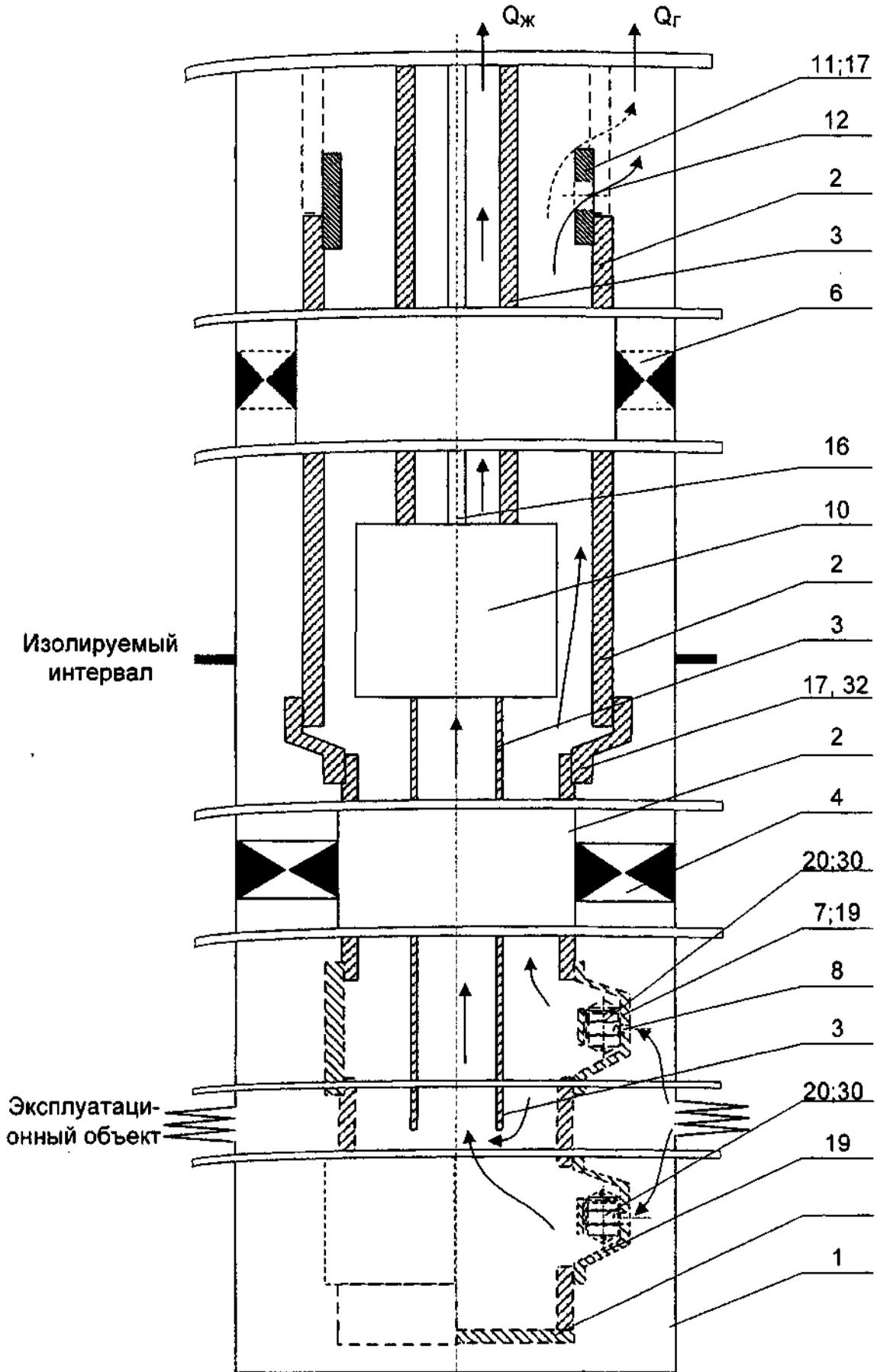
Фиг. 4



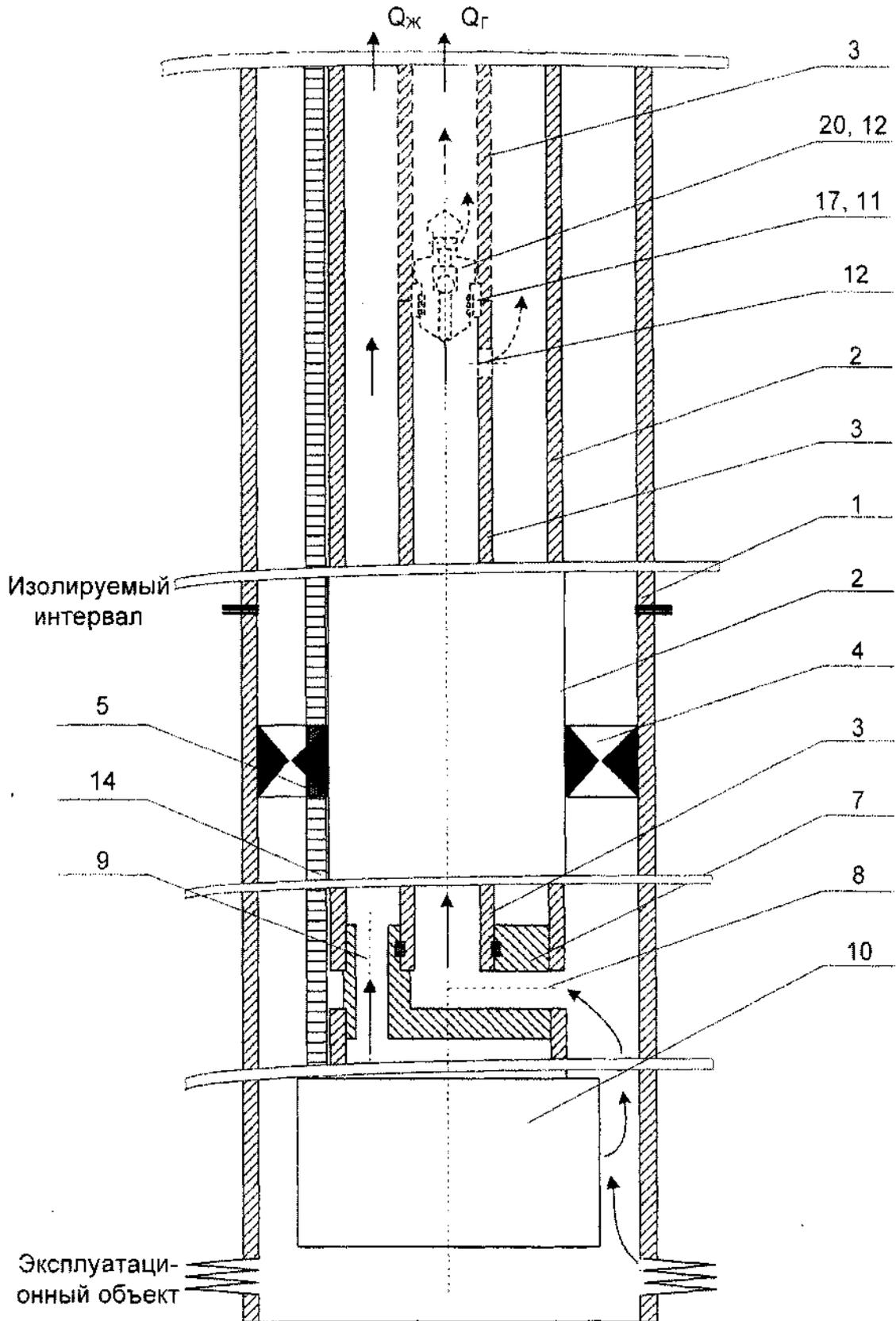
Фиг. 5



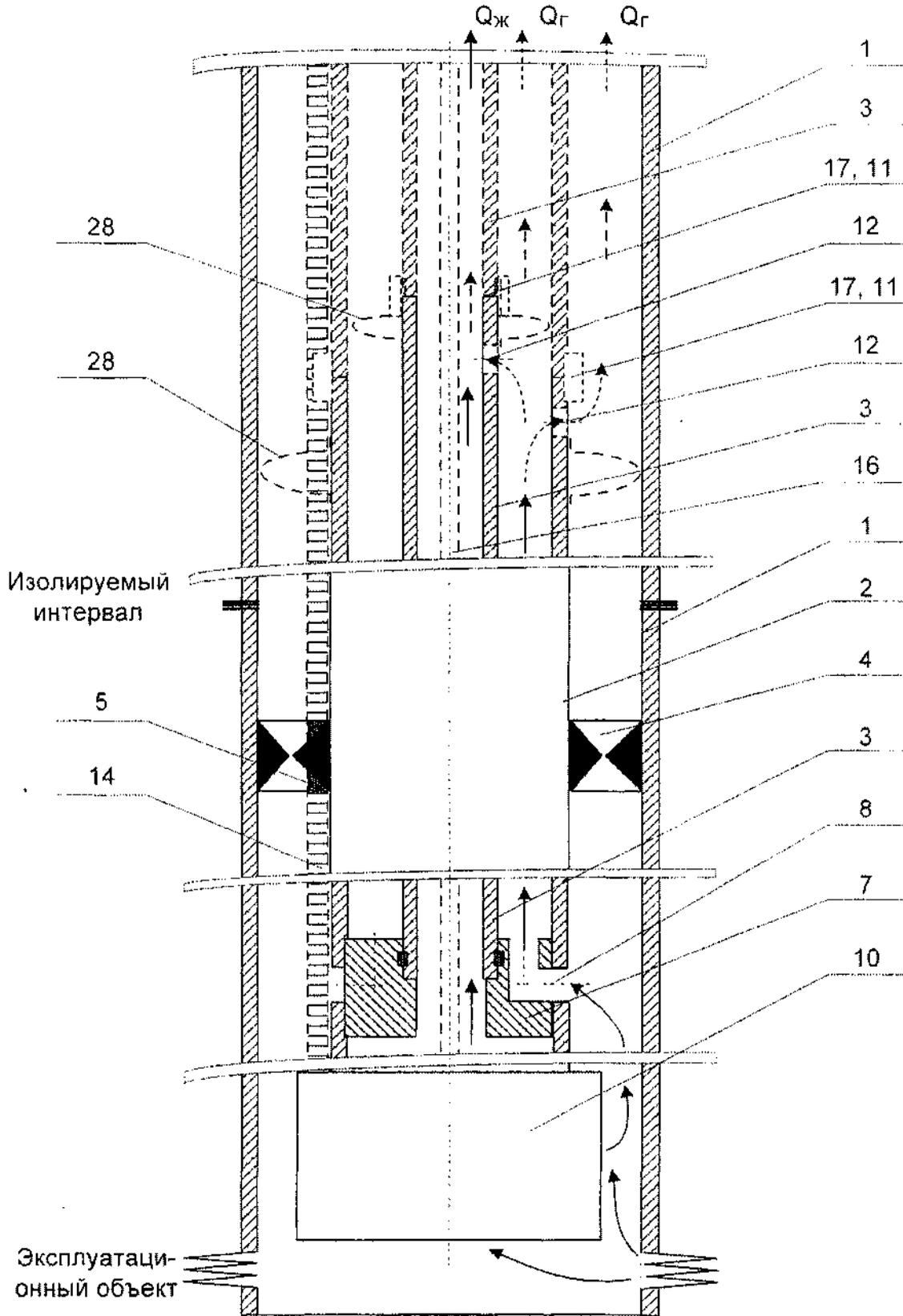
Фиг. 6



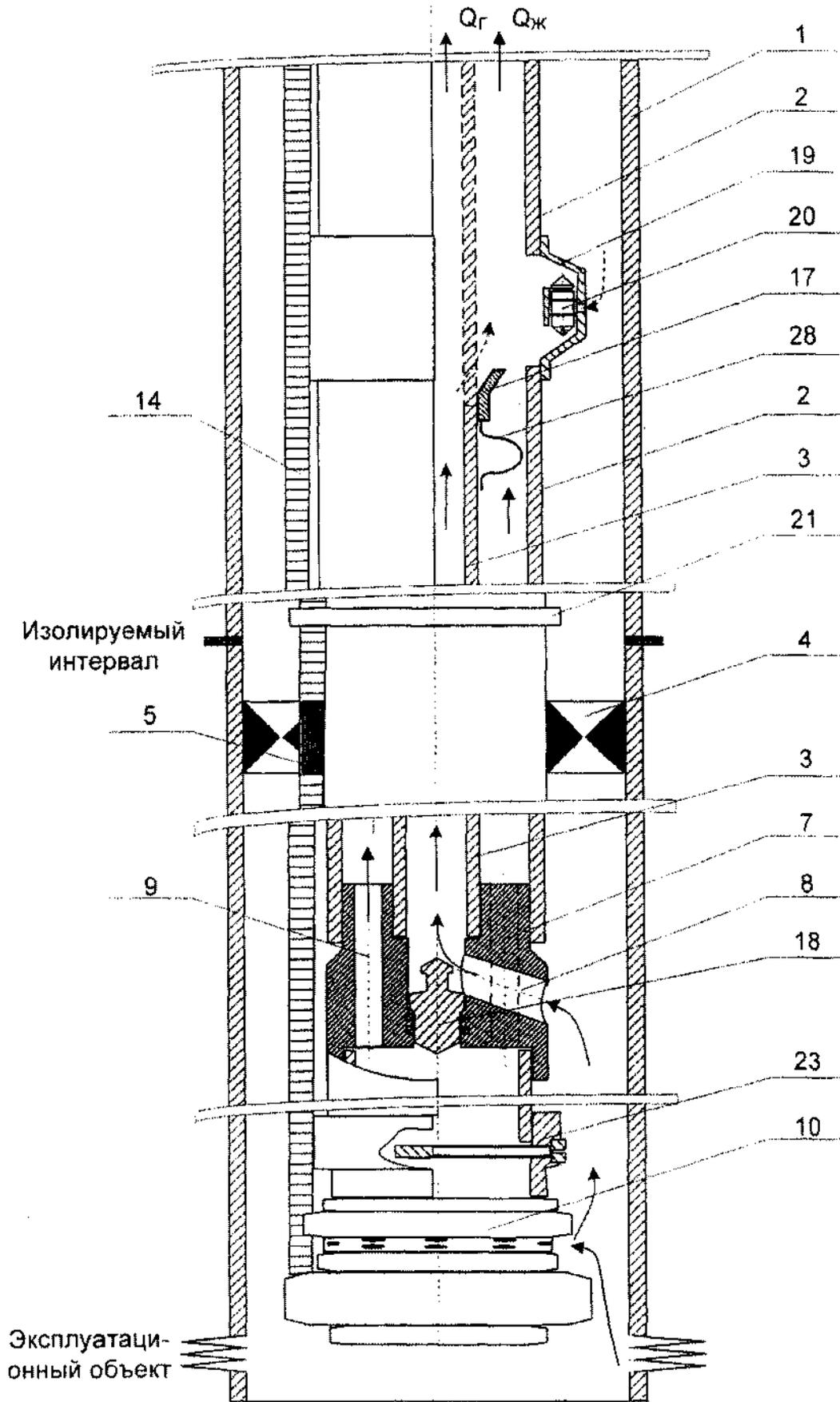
Фиг. 7



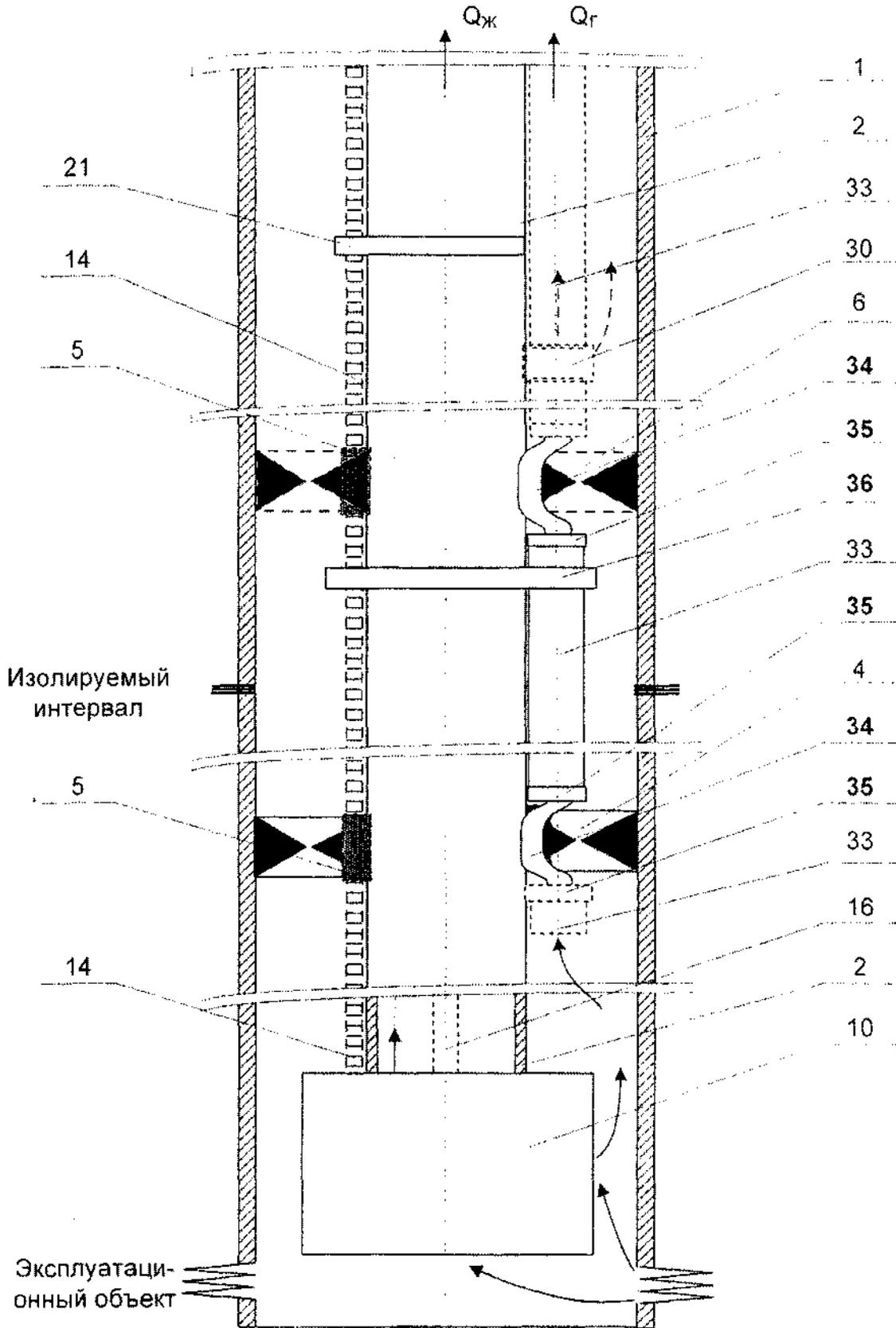
Фиг. 8



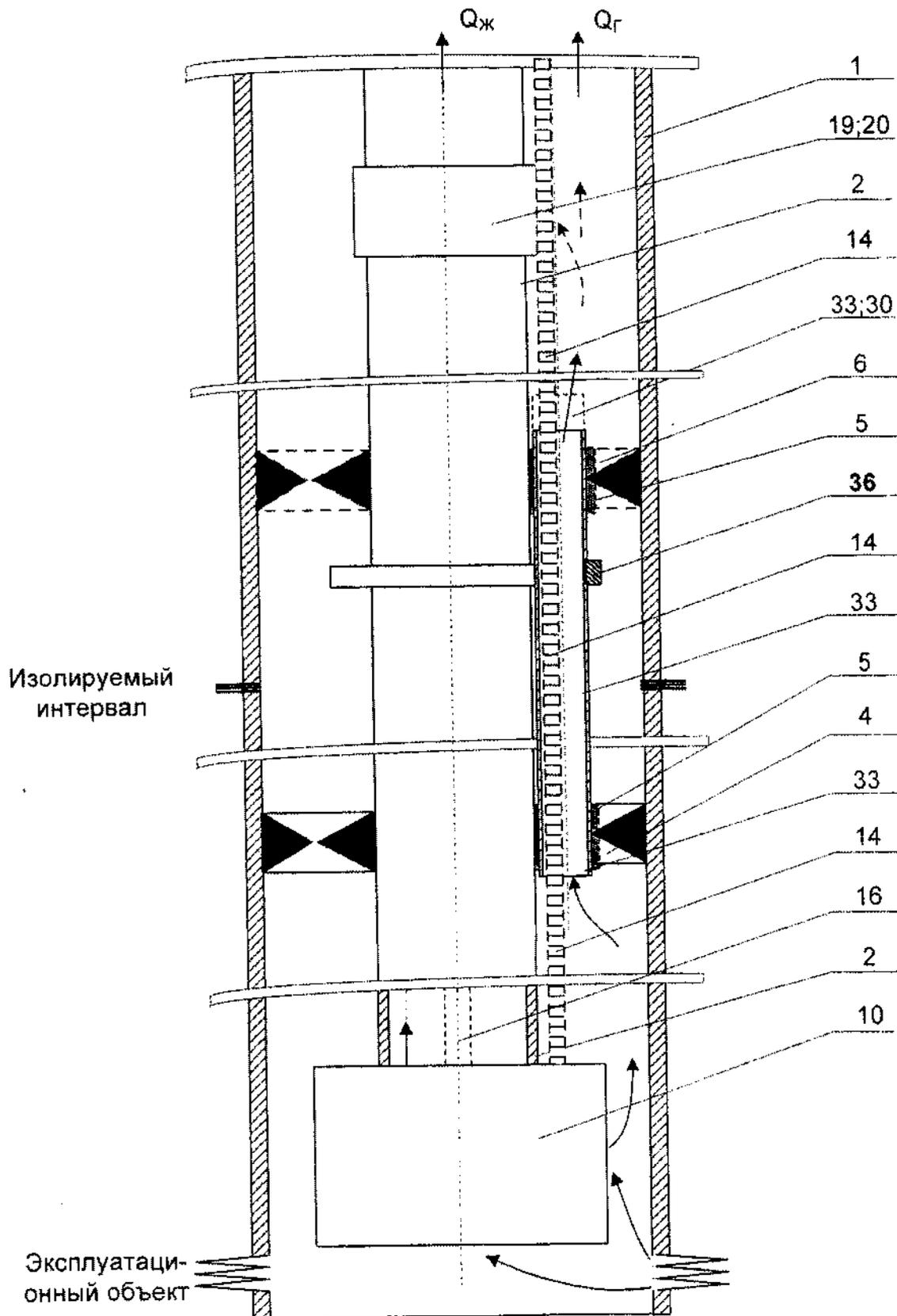
Фиг. 9



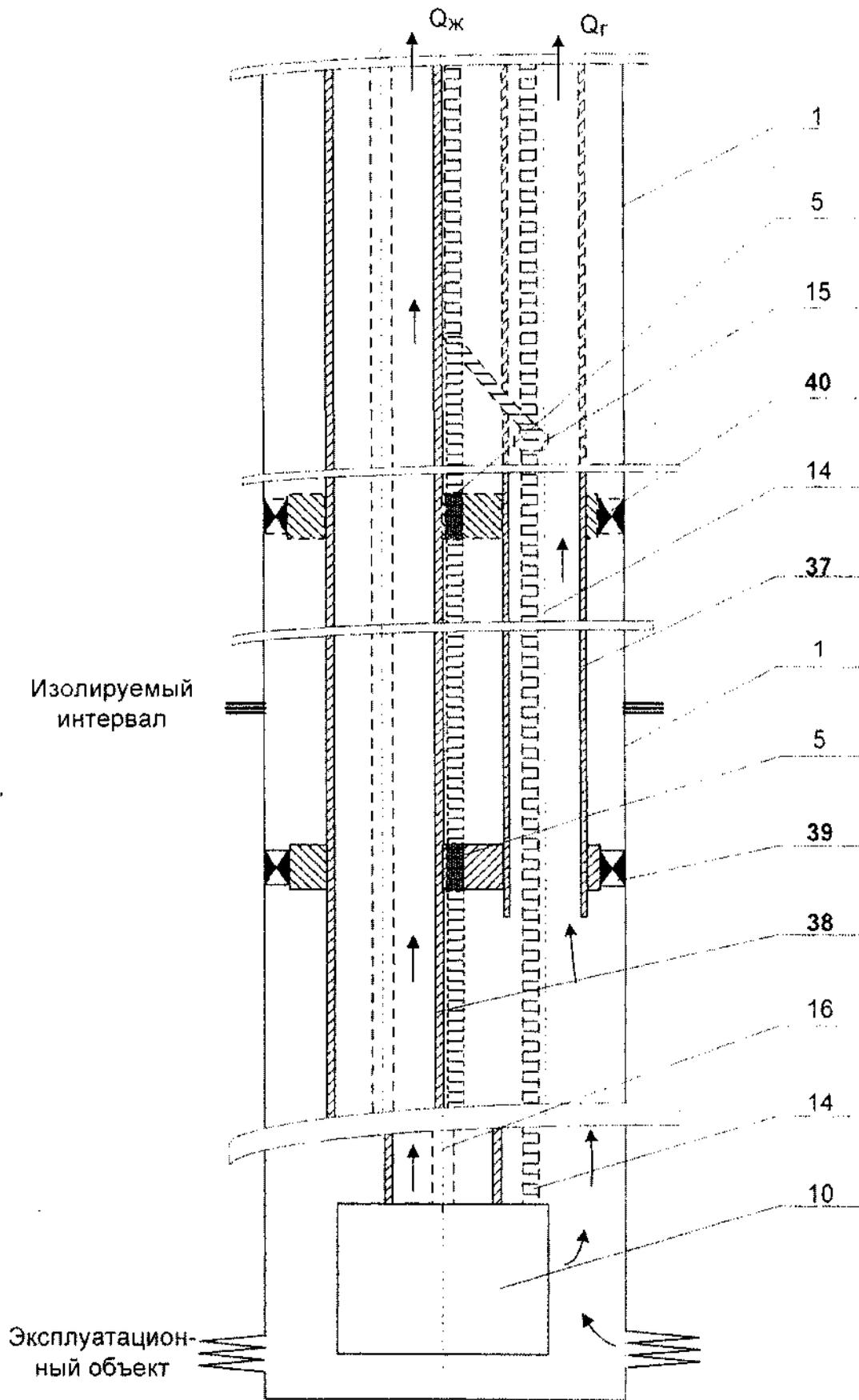
Фиг. 10



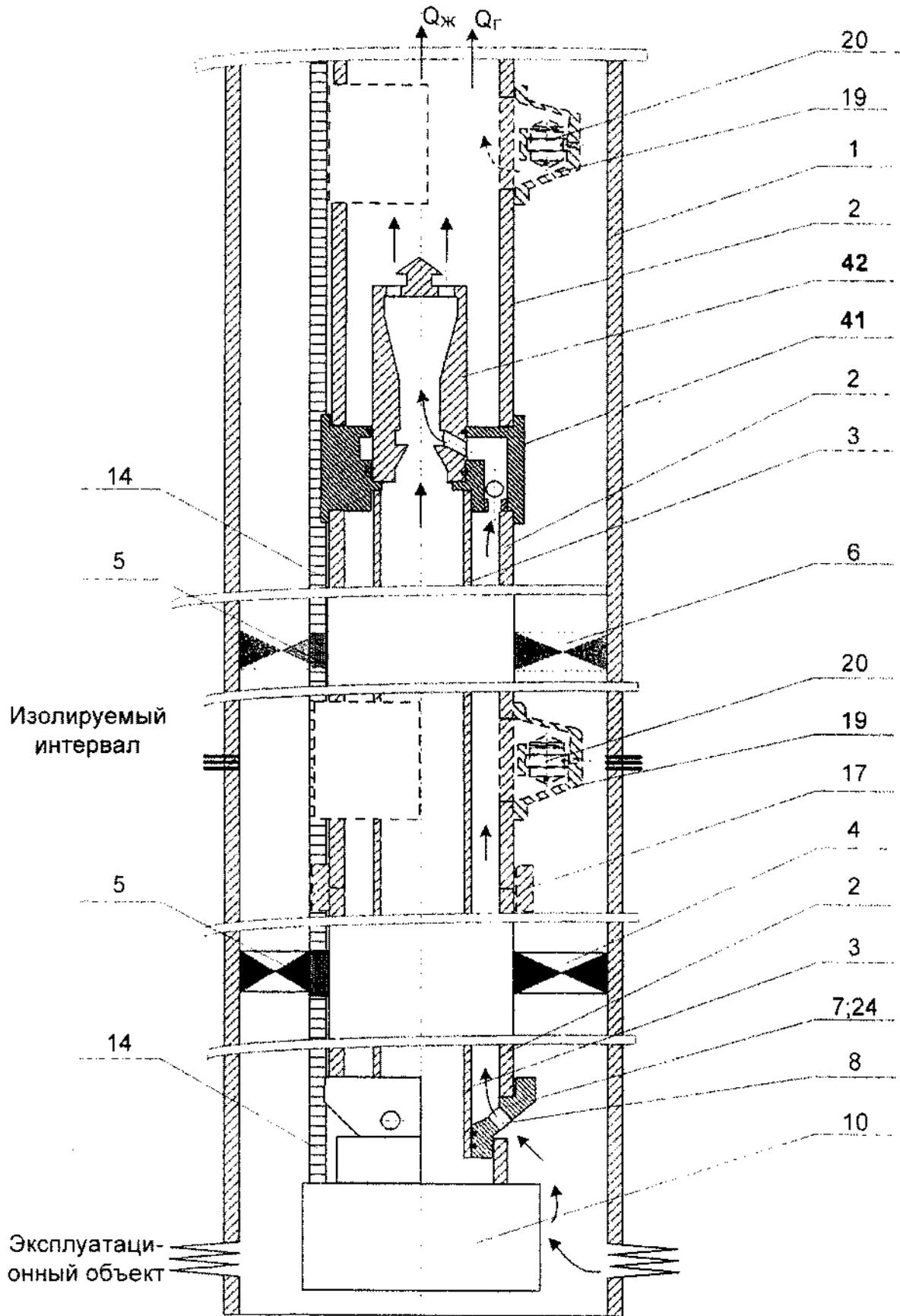
Фиг. 11



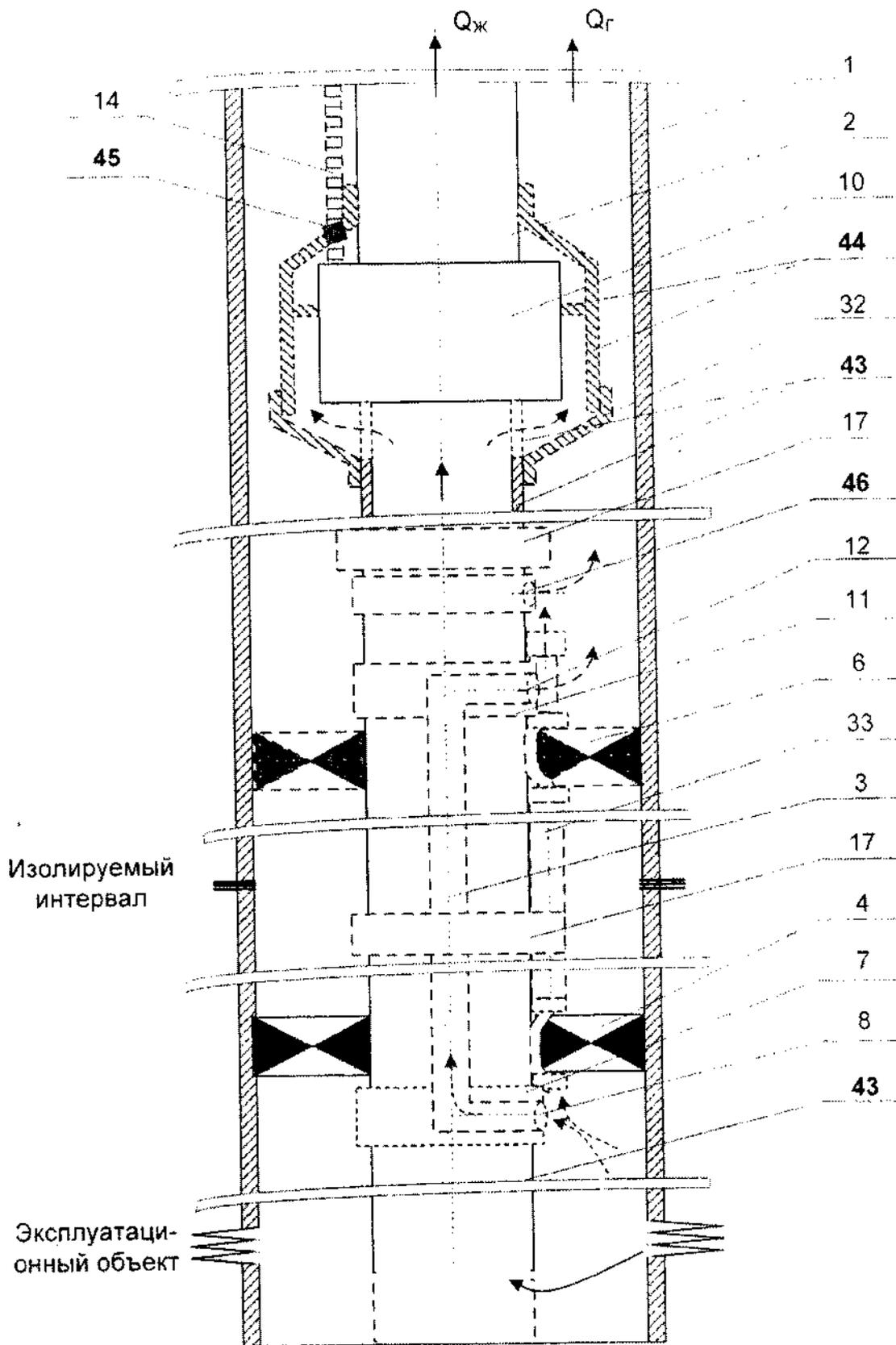
Фиг. 12



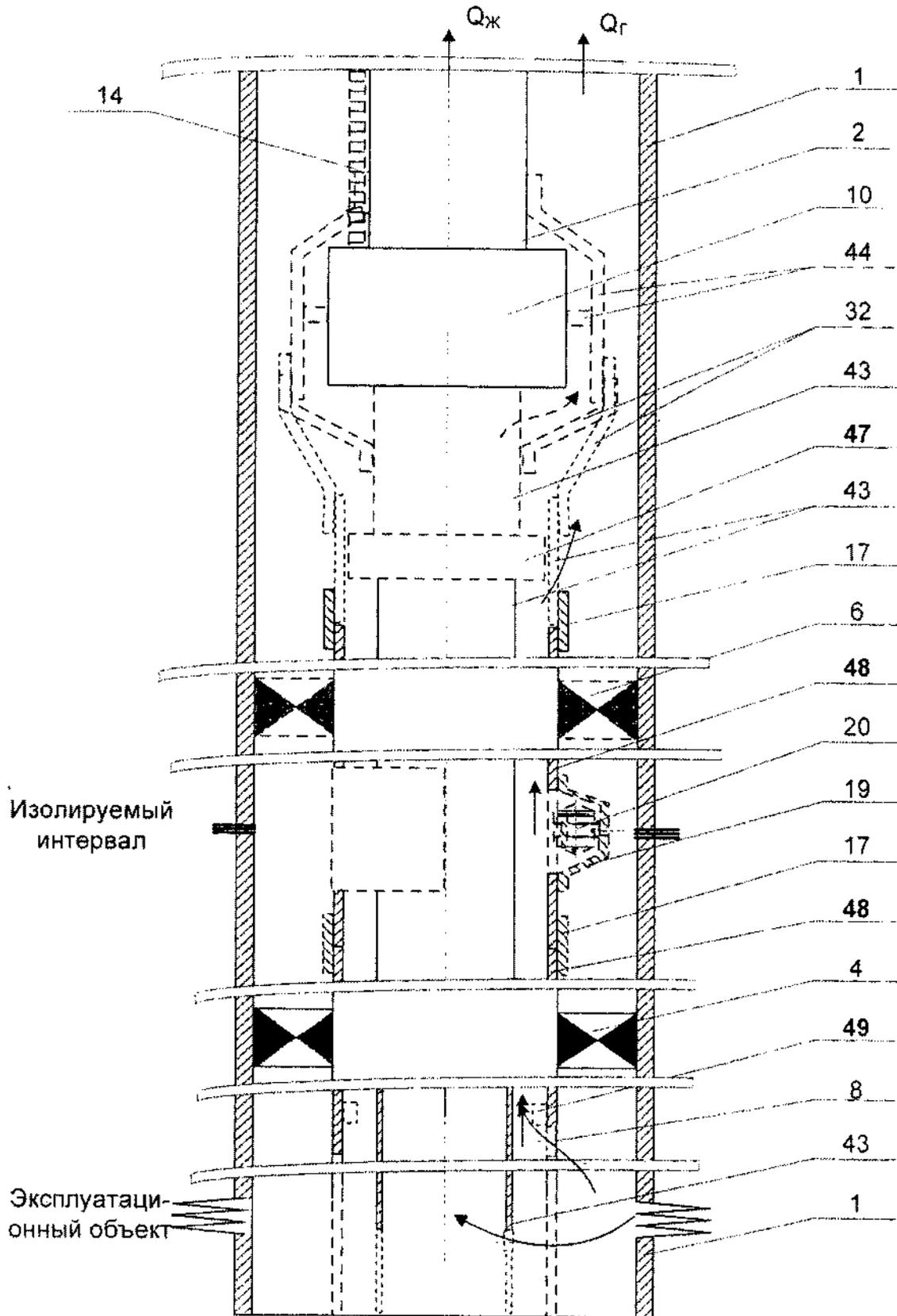
Фиг. 13



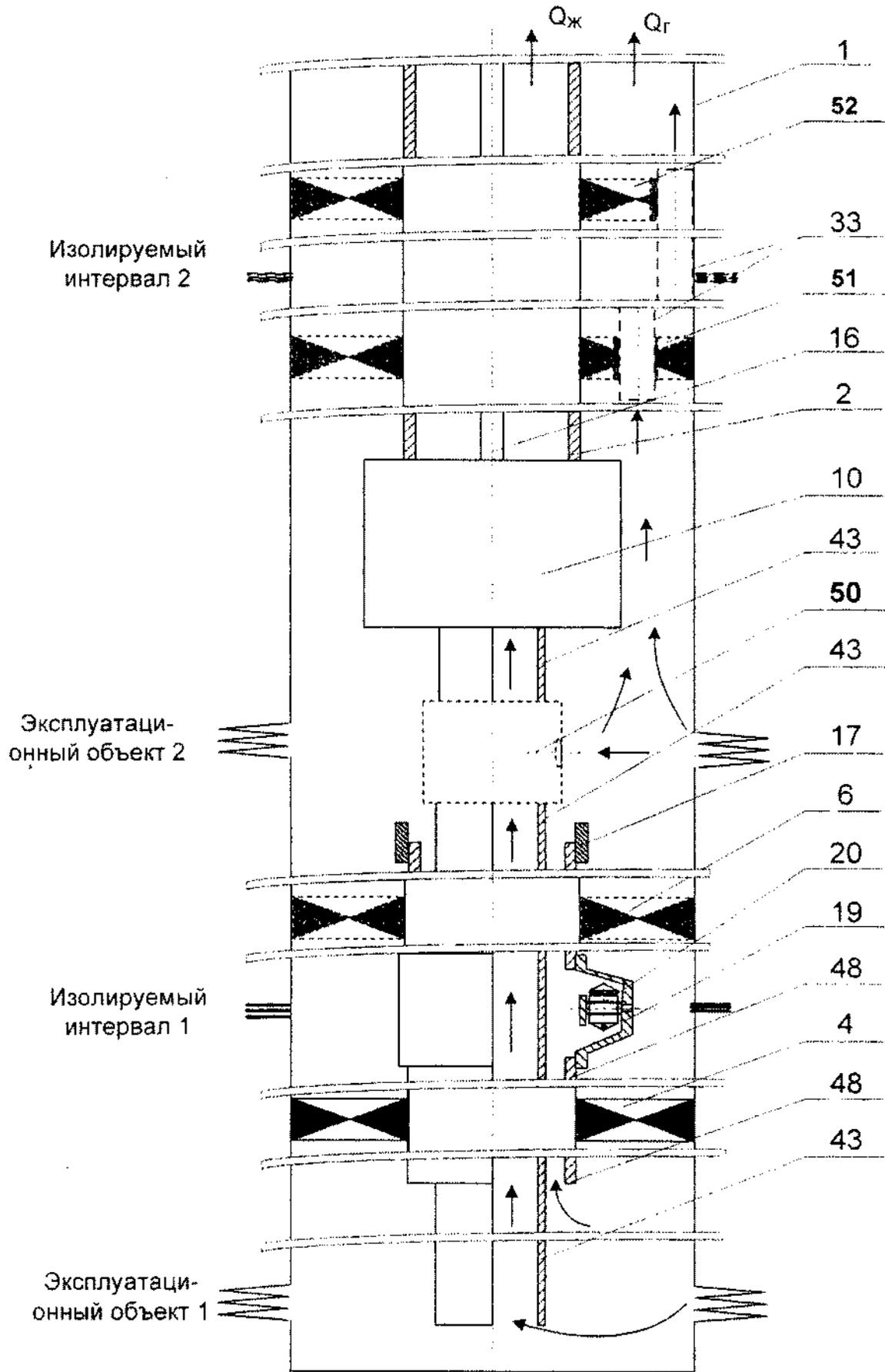
Фиг. 14



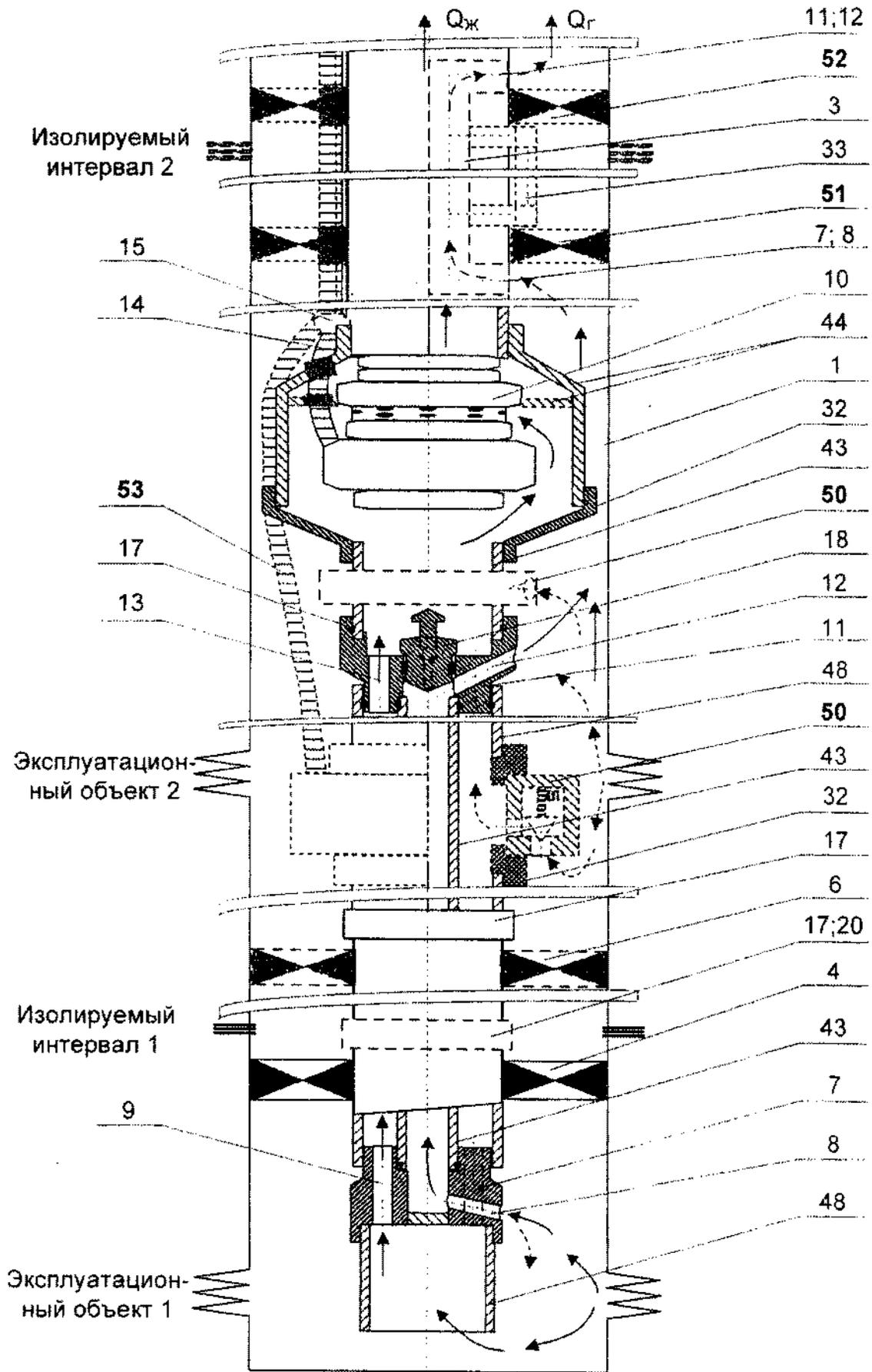
Фиг. 15



Фиг. 16



Фиг. 17



Фиг. 18