



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2008100437/03, 09.01.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.01.2008

(45) Опубликовано: 27.08.2009 Бюл. № 24

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2300668 C2, 10.06.2007. RU 2005112794
A, 10.11.2006. SU 964114 A, 09.10.1982. RU
62969 U1, 10.05.2007. RU 2005114603 A,
20.11.2006. US 6766857 A, 20.06.2002.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),
Благовещенский Виктор Анатольевич (RU),
Брезицкий Сергей Владимирович (RU),
Бульба Владимир Анатольевич (RU),
Дашевский Александр Владимирович (RU),
Капустин Михаил Михайлович (RU),
Караваев Сергей Владимирович (RU),
Коршунов Александр Юрьевич (RU),
Подюк Василий Григорьевич (RU),
Черепанов Александр Владимирович (RU),
Леонов Илья Васильевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Леонов Василий Александрович (RU),
Шарифов Махир Зафар оглы (RU)

**(54) СПОСОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ
ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫМ НАСОСОМ И УСТАНОВКА ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ (ВАРИАНТЫ)**

(57) Реферат:

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов и предназначено для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов скважинами с электропогружным насосом. Обеспечивает повышение эффективности способа за счет возможности учета и регулирования дебита каждого из эксплуатируемых объектов. Способ включает спуск в скважину на колонне труб электропогружного насоса, а выше его приема, - по крайней мере, одного пакера для эксплуатации разобщенных между собой пакером двух или более объектов. Колонну труб с пакером оснащают перепускной системой с разделителем или без него, выполненной с возможностью сообщения через себя объектов, размещая внутри или снаружи нее, по крайней мере, один регулирующий элемент или измерительный прибор. При этом в процессе эксплуатации объектов пластовый флюид направляют на

прием работающего электропогружного насоса и откачивают его в колонну труб через пространство, образуемое между ней и перепускной системой. Причем в момент исследования скважины поступление потока пластового флюида к приему насоса из объекта, расположенного над пакером, либо перекрывают с помощью регулирующего элемента, либо измеряют его параметры с помощью измерительного прибора. Способ может быть реализован с помощью установки по одному из вариантов. Скважинная установка включает электропогружной насос, спущенный в скважину на колонне труб, по крайней мере, с одним пакером, размещенным выше приема насоса. Колонна труб с пакером оснащена перепускной системой, состоящей, по меньшей мере, из двух муфт перекрестного течения, спущенных на колонне труб и расположенных выше и ниже пакера, и, по крайней мере, из одного трубопровода, размещенного внутри колонны труб между муфтами перекрестного течения и

изолированного от колонны труб. Причем муфты перекрестного течения выполнены с эксцентричными каналами, сообщенными с колонной труб, а также с радиальными и осевыми каналами, образующими вместе с трубопроводом гидравлический канал

перепускной системы, обеспечивающий сообщение или разобщение между собой пространств над и под пакером с помощью, по меньшей мере, одного регулирующего элемента, установленного в перепускной системе. 4 н. и 27 з.п. ф-лы, 5б ил.

R U 2 3 6 5 7 4 4 C 1

R U 2 3 6 5 7 4 4 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.

E21B 43/14 (2006.01)*E21B 34/06* (2006.01)**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2008100437/03, 09.01.2008**(24) Effective date for property rights:
09.01.2008(45) Date of publication: **27.08.2009 Bull. 24**

Mail address:

**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk, OPS
16, a/ja 1178**

(72) Inventor(s):

**Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),
Blagoveshchenskij Viktor Anatol'evich (RU),
Brezitskij Sergej Vladimirovich (RU),
Bul'ba Vladimir Anatol'evich (RU),
Dashevskij Aleksandr Vladimirovich (RU),
Kapustin Mikhail Mikhajlovich (RU),
Karavaev Sergej Vladimirovich (RU),
Korshunov Aleksandr Jur'evich (RU),
Podjuk Vasilij Grigor'evich (RU),
Cherepanov Aleksandr Vladimirovich (RU),
Leonov Il'ja Vasil'evich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Sharifov Makhir Zafar ogly (RU)**

(54) METHOD OF SIMULTANEOUSLY-SEPARATE EXTRACTION OF HYDROCARBONS BY ELECTRO-SUBMERSIBLE PUMP AND UNIT FOR ITS IMPLEMENTATION (VERSIONS)

(57) Abstract:

FIELD: mining engineering.

SUBSTANCE: invention relates to recovery technics and process of hydrocarbons and is provided for simultaneous-separate development of several production facilities by wells with electro-submersible pump. Method includes lowering into well on pipe string of electro-submersible pump, and higher of its lifting, - at least one packer for running of disconnected to each other packers of two or more objects. Pipe string with packer is outfitted by bypass system with separator or without it, implemented with ability of communication through it of objects, locating inside or outside of it at least one regulating element or metering device. Additionally on-stream of objects formation fluid is directed to the receiving of operating electro-submersible pump and it is extracted into pipe string through the space, forming between it and bypass system. Additionally at the moment of well surveys arrival of flow of formation fluid to receiving of pump from the object, located over packer, or it is overlapped by means of regulating

element, or its parametres are changed by means of regulating element. Method can be implemented by means of installation according to one of versions. Well installation includes electro-submersible pump, lowered into well on pipe string, at least with one packer, located higher the pump receiver. Pipe string with packer is outfitted by bypass system, consisting of at least two, couplings of cross flowing lowered on pipe string and located higher and lower than packer, and at least from one pipeline located inside the pipe string between couplings of cross flowing and isolated from pipe string. Additionally couplings of cross flowing are implemented with eccentric channels, communicated to pipe string and also with radial and flushing holes, forming together with pipeline hydraulic channel of bypass system, providing communication or isolation to each other of spaces over and under packer by means of at least one regulating element, installed in bypass system.

EFFECT: it provides effectiveness increase of method by means of ability of calculation and regulation of flow rate of each of operated objects.

R U 2 3 6 5 7 4 4 C 1

R U 2 3 6 5 7 4 4 C 1

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов, и предназначено для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (ОРНЭО) скважинами с электропогружным (электроприводным) насосом

Известен способ (технология ОРНЭО) и скважинная установка для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (Патент РФ № 2211311 Е21 В 43/14, 2001 г), состоящая из насоса, газоотводной трубы, колонны труб с одним или несколькими пакерами и секциями, расположенными над или/и иод 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 ПФ.

Известна скважинная установка (аналог) для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной (Патент РФ на изобретения № 2262586, Е 21 В 43/12, 34/06, 2005 Бюл. № 29), включающая спуск в скважину на колонне труб погружной насосной установкой с пакером, без или с разъединителем, телескопическим соединением и скважинных камер со съемными клапанами.

Известна насосная установка (прототип) для одновременно-раздельной эксплуатации одного или нескольких пластов (Патент РФ на изобретение 2300668, F04D 13/10, Бюл. 16, 10.06.2007), содержащая спущенное и установленное в скважину на колонне труб насосное устройство, состоящее в основном из насоса с приемной сеткой и погружного электродвигателя с силовым кабелем и, по меньшей мере, с одним пакером, выполненным с кабельным вводом и размещенным выше насоса.

Эти способы и установки имеют ограниченную область применения, в частности не предусматривают учет дебита каждого из эксплуатируемых объектов (пластов) с

возможностью регулирования (отключения и включения, а также изменения режима) с поверхности скважины одного из объектов (пластов) при исследовании параметров другого объекта (пласта).

Целью изобретения является повышение эффективности технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) пластового флюида, по меньшей мере, из двух объектов (пластов) одной скважины, оснащенной, электропогружным насосом с пакером с возможностью учета и регулирования дебита каждого из эксплуатируемых объектов.

Технико-технологический результат при реализации предлагаемого способа выражается в дополнительной добыче углеводородов за счет одновременной эксплуатации нескольких объектов, а также в повышении нефтедачи пластов, совместно эксплуатируемых через одну скважину, за счет дифференцированного воздействия на каждый из них оптимальным забойным давлением.

Технологический результат при реализации предлагаемого способа достигается за счет исследования и регулирования параметров работы, по крайней мере, одного объекта.

Технический результат при реализации ОРД достигается за счет оснащения скважины специальной перепускной системой и оборудованием, позволяющим отдельно учитывать и регулировать параметры работы, по крайней мере, одного объекта (пласта), в частности замерять дебит нефти, воды и газа при одном или нескольких различных значениях забойного давления.

Технология ОРД включает спуск в скважину на колонне труб электропогружного насоса, установку выше его приема, по меньшей мере, одного пакера (без или с кабельным вводом), и эксплуатацию нескольких объектов на оптимальных режимах.

Положительный эффект от применения изобретения - предлагаемого способа и установки для скважин, эксплуатируемых несколько объектов с помощью УЭЦН, выражается в сокращении капитальных вложений на строительство скважин для каждого из эксплуатационных объектов, в сокращении эксплуатационных расходов и срока освоения многопластового месторождения, в увеличении добычи углеводородов и срока рентабельной эксплуатации скважин. Кроме этого, предлагаемое изобретение позволяет проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки, предупредить образование газовых и водяных конусов, обеспечить дифференцированное воздействие на различные интервалы и/или участки пласта.

Способ одновременно-раздельной добычи углеводородов электропогружным насосом, включает спуск в скважину на колонне труб электропогружного насоса, а выше его приема, по крайней мере, одного пакера для эксплуатации разобщенных между собой пакером двух или более объектов.

При этом цель изобретения достигается за счет следующего решения.

Колонну труб с пакером оснащают (по меньшей мере, одной) перепускной системой (ПС) с разделителем или без него, выполненной с возможностью сообщения через себя (на заданном режиме вплоть до полного разобщения) объектов (О), размещая внутри (в ПС) или снаружи её (ПС), по крайней мере, один регулирующий элемент (РЭ) или измерительный прибор (ИП), при этом в процессе эксплуатации (этих) объектов Пластовым флюид (ПФ) направляют (его жидкую часть, предварительно смешивая с ПФ другого О) на прием работающего электропогружного насоса (ЭН) и откачивают (нагнетают, поднимают, извлекают на поверхность, с помощью ЭН) его (ПФ) в колонну труб через (кольцевое) пространство, образуемое между ней (колонной труб) и ПС, причем в момент (в процессе) исследования скважины (эксплуатируемых О), поступление (движение) потока (приток) ПФ к приему ЭН (по меньшей мере, из одного) из объекта, расположенного над пакером, либо перекрывают (гидравлически разобщают его от другого О) с помощью регулирующего элемента, либо измеряют (регистрируют) его (потока) параметры с помощью измерительного прибора.

В зависимости от характеристик эксплуатационных объектов (ЭО) и свойств их ПФ изобретение может быть осуществлено с помощью следующих частных решений.

Пакер, выполненный с кабельным вводом или без него, устанавливают, по меньшей мере, под одним эксплуатируемым О, расположенным выше ЭН, и оснащают колонну труб, по меньшей мере, одной ПС, образующей гидравлический канал для сообщения пространства над и под пакером, располагая его (канал) внутри колонны труб и во внутренней полости, по меньшей мере, одного пакера, далее обеспечивают поступление жидкой части ПФ, рассматриваемого О сверху-вниз к приему ЭН при заданном режиме (дебите), которым управляют с помощью РЭ, установленного в гидравлическом канале ПС, открывая его частично (в том числе и полностью) или перекрывая его полностью (вплоть до полного разобщения этого О от приема ЭН и от другого О - разобщения О между собой), причем ПС создают с помощью трубопровода, выполненного в виде либо отдельной трубы, либо участка внутренней колонны труб, либо полых штанг, либо непрерывной гибкой трубы, либо шланга, либо рукава, либо гофра или образованного полостью между (внутренней полостью) колонной труб и спущенной в нее трубой меньшего диаметра, при этом трубопровод соединяет, по меньшей мере, два (соседних) перепускных устройства (ПУ), выполненных в виде либо муфты перекрестного течения (МПТ), либо муфты радиального течения (МРТ), либо муфты направленного течения (МНТ).

Колонну труб оснащают ПС либо в ходе спуска (при спуске) этой колонны (с ЭН и пакером), либо после завершения её (их) спуска, путем последующей установки в колонну труб трубопровода (на участке) от перепускного устройства до устьевого оборудования скважины (до подвески трубопровода в трубодержателе дополнительной трубной головки фонтанной арматуры), или путем последующей установки в ПС, с выполненным верхним посадочным гнездом, разделителя (разобщителя, герметизатора, заглушки), предназначенного для герметизации ПС от колонны труб и выполненного либо в виде глухой пробки, устанавливаемой с помощью канатной техники, либо в виде шара или плунжера, сбрасываемого свободно в колонну труб, либо в виде плунжера, спускаемого на колонне штанг без или с закреплением его (разделителя) на замковой опоре, установленной в колонне труб, в последнем случае при спуске колонны полых штанг их используют для отвода свободного газа на поверхность.

ПС создают (образовывают), с помощью, по меньшей мере, двух МПТ, расположенных соответственно над и под пакером, и имеющих радиальные и (продольные) эксцентричные гидравлически несвязанные каналы, а также с помощью трубопровода, проходящего внутри пакера и внутри колонны труб на расстоянии от нижнего МПТ (герметизируя его нижний конец уплотнительными манжетами или резьбовым соединением) либо до верхнего МПТ (герметизируя его верхний конец резьбовым соединением или уплотнительными манжетами), либо до глубины с давлением внутри трубопровода большим, чем давление в колонне труб, оснащенного в верхнем свободном конце обратным клапаном и разъединителем колонны или без него, либо до подвески трубопровода для осуществления его герметизации с помощью трубодержателя дополнительной трубной головки фонтанной арматуры, при эксплуатации жидкая часть ПФ через радиальный канал верхнего МПТ, расположенного выше пакера, поступает по трубопроводу, сообщаемому с приемом ЭП через радиальный канал нижнего МПТ, расположенного под пакером, причем ПФ из О над и под пакером, поступившие к приему ЭН, смешиваются и их извлекают через сквозные эксцентричные каналы МПТ и по кольцевому пространству между трубопроводом и колонной труб, по меньшей мере, на участке между МПТ.

ПС соответствующего ЭО оснащают посадочным гнездом либо в МПТ, либо в ниппеле, расположенном в трубопроводе под или/и над МПТ, в которое устанавливают сменный РЭ, выполненный в виде либо глухой пробки без или со сквозным осевым отверстием для изоляции поступления потока ПФ из этого О, либо сужающего устройства с радиальным каналом гидравлически связанным с одной стороны с данным О через радиальный канал МПТ, а с другой стороны с трубопроводом (снизу и/или сверху

РЭ) через нижний несквозной осевой канал для регулируемого поступления потока сверху - вниз жидкой части ПФ этого О или через верхний несквозной осевой канал для нагнетания с поверхности (через колонну труб) рабочего агента при воздействии (глушении) на соответствующий О, или через сквозной осевой канал для регулируемого перепуска (перетока, пропуска) по нему ПФ или рабочего агента.

РЭ устанавливают в ПС (без подъема колонны труб) с помощью колонны штанг и регулируют поток ПФ (изменяют конфигурацию гидравлического канала ПС - закрыт, открыт, частично открыт для притока ПФ и/или закачки рабочего агента) из О, расположенного выше пакера, либо возвратно-поступательным движением колонны штанг, либо вращением колонны штанг, а при исследовании (эксплуатации) нескольких О, расположенных выше ЭН и пакера, сначала закрывают гидравлический канал для самого верхнего О, затем последовательно сверху - вниз для других ЭО.

Устанавливают в ПС шар или плунжер путем его свободного сброса (через лубрикатор) в колонну труб или в трубопровод с обеспечением его установки после падения (по меньшей мере, в одном) в посадочном гнезде в заданном месте, при этом он либо разделяет гидравлический канал ПС от колонны труб (выполняет функцию разделителя для герметизации ПС), либо частично перекрывает сечение гидравлического канала ПС для обеспечения заданного дебита из соответствующего О во время его эксплуатации (выполняет функцию РЭ), либо закрывает (полностью) гидравлический канал ПС на время исследования соответствующего О (выполняет функцию РЭ).

РЭ временно извлекают или заменяют его на другой, предназначенный для регулирования закачки (нагнетания, расхода) рабочего агента при воздействии, по меньшей мере, на один ЭО с целью его глушения или изменения его продуктивности, значение которой (продуктивности) отслеживают по темпу восстановления забойного давления, соответствующего этому О, после остановки ЭН или после перекрытия поступления потока его ПФ с помощью РЭ в виде клапана - отсекаателя, или после закачки в данный О рабочего агента, причем в качестве рабочего агента используют жидкость глушения или агент для интенсификации добычи нефти, или кислоту, или состав для водоизоляции, газоизоляции, или растворитель углеводородного конденсата, или водонефтяную эмульсию, или углеводородный газ, или состав для предупреждения пескопроявления, образования гидратов, или ингибитор солеотложения, коррозии, асфальто-смоло-парафино отложений, или деэмульгатор для разделения воды и нефти, или состав для сохранения мелкодисперсной ГЖС.

РЭ устанавливают в ПС стационарно в ходе спуска колонны труб для управления режимом (дебитом), по меньшей мере, одного из ЭО, путем либо подбора диаметров

радиального канала в боковой стенке цилиндра, либо его регулируют путем частичного перекрытия плунжером радиального канала (в боковой стенке цилиндра), выполненного в виде продольной щели (или нескольких отверстий вдоль цилиндра), либо его откачивают из этого О одновременно с работой ЭН (например, при производительности ЭН меньше суммарного дебита эксплуатируемых пластов) или в момент остановки ЭН (для исследования верхнего О), а также его применяют для индивидуальной откачки ПФ из О, расположенного под пакером, либо для откачки ПФ из одновременно ЭО (двух).

В качестве РЭ для прекращения поступления потока ПФ к приему ЭН, по меньшей мере, из одного О, расположенного выше пакера, используют дополнительный многоразовый пакер, путем его временной посадки и перекрытия гидравлического канала ПС или затрубного пространства между ней и этим О, причем в качестве такого пакера используют либо электромеханический пакер, управляемый электроприводом подачей тока по кабелю с поверхности или от автономного источника питания (аккумулятор, внутрискважинный генератор, включающий электропривод при создании в колонне труб избыточного давления), либо «надувной пакер», управляемый закачкой рабочего агента по гидроприводу (шлангу, импульсной трубке) или созданием в колонне труб избыточного давления, либо гидравлический пакер, срабатывающий при создании избыточного давления в колонне труб или в трубопроводе, либо механический пакер, срабатывающий при изменении нагрузки на колонне труб или на трубопроводе, либо «жидкий пакер», устанавливаемый путем закачки рабочего агента с заданным статическим напряжением через затрубное пространство или трубопровод, или колонну труб (с последующим удалением его путем продавливания нагнетанием рабочего агента или закачкой деструктора, или он разлагается самопроизвольно через заданный промежуток времени).

Спускают ЭН на колонне труб либо под нижний эксплуатируемый О, оснащая его кожухом, а пакер устанавливают под или над этим О, либо ЭН располагают над нижним эксплуатируемым О, при этом его не оснащают кожухом, если дебит нижнего О обеспечивает достаточное охлаждение погружного электродвигателя на рабочем режиме, а в противном случае кожух спускают вместе с ЭН. Причем кожух верхним концом крепят либо к ЭН, либо к колонне труб под или над выходом пластовых ПФ из ПС (О, расположенного над пакером), а нижний конец кожуха либо оставляют свободно, либо герметизируют в разъединителе колонны (ранее спущена) телескопическим соединением.

При эксплуатации О из подпакерного пространства, сообщенного с приемом ЭН, **отводят** свободный попутный газ, либо по образованному гидравлическому каналу ПС, используемому для поступления потока ПФ (к приему ЭН) из О, расположенного выше

отдельных элементов, образующих гидравлический канал ПС - трубопровод, радиальный канал МПТ или МРТ, или МНТ без или со встроенным в него штуцером, либо монтажа обратного клапана для пропуски ПФ только в одном направлении (в одну сторону), либо размещения в ПС клапана-отсекателя, обеспечивающего полное перекрытие потока ПФ (по гидравлическому каналу ПС) на время исследования этого О, либо использования сужающего устройства, изменяющего свою регулировочную характеристику частичным перекрытием гидравлического канала, либо установки клапана, управляемого с поверхности с помощью электропривода или гидропривода, либо расположения в ПС автономного регулятор с электроприводом, при этом срабатывание клапана-отсекателя или изменение регулировочной характеристики сужающего устройства происходит от изменения давления (в колонне труб или трубопроводе) или от перепада давлений, или от импульса давления, а для управления этими процессами искусственно изменяют технологический режим работы либо сменой оборотов ЭН (частоты тока ПЭД, изменение напряжения или ЭДС для вентильного электродвигателя), либо изменением устьевого давления (буферного и/или межтрубного и/или затрубного), при этом увеличивают давление в колонне труб путем установки устьевого штуцера или регулятора, или временным закрытием задвижки, или подачей рабочего агента либо агрегатом, либо из системы поддержания пластового давления (ППД), а уменьшают его с помощью струйного аппарата, используя более высокую энергию либо флюида, извлекаемого из скважины с помощью высоконапорного ЭН, либо рабочего агента из системы ППД, либо остановкой ЭН, либо свабированием.

По меньшей мере, для одного ЭО, расположенного выше пакера, управляют (регулируют и/или измеряют) дебитом (ПФ, углеводородов) или/и воздействуют на него рабочим агентом полным или частичным перекрытием, по меньшей мере, одного гидравлического канала ПС с помощью, по меньшей мере, одного РЭ путем натяжения, по меньшей мере, одного гибкого элемента (тяговый орган), выполненного в виде либо проволоки, либо троса, либо каната, либо кабеля, либо шланга, либо веревки, либо провода, (либо полотна ткани) либо лески, (при этом клапан РЭ выполняют сбалансированным - находящимся всегда под действием гидродинамических сил, самопроизвольно закрывающимся или открывающимся при снятии растягивающей нагрузки на гибкий элемент, а по нагрузке определять степень открытия клапана).

В качестве РЭ используют штанговый глубинный насос с радиальным каналом, размещенным на боковой стенке цилиндра, при этом устанавливают его в верхнем ПУ (вместо МПТ или МНТ), причем его применяют для управления потоком ПФ из О, расположенного выше пакера, либо его отсекают за счет перекрытия плунжером

пакера, либо по дополнительно созданной ПС для отвода свободного газа по индивидуальному гидравлическому каналу, при этом свободный газ поступает в затрубное пространство над пакером или над эксплуатируемым О, расположенным выше пакера, а из надпакерного пространства его подъем (свободного газа) на поверхность осуществляют по затрубному пространству и/или по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб и неиспользуемому для извлечения ПФ на поверхность.

В процессе эксплуатации О, расположенного над пакером, перед тем как направить его ПФ к приему работающего ЭН, до поступления их в ПС или непосредственно в гидравлическом канале ПС от них отделяют, либо газ с помощью сепаратора, либо мехпримеси с помощью фильтра (гравийного в ПС), или пескосборника, или песочного якоря, либо вязкую нефть, причем эти процессы осуществляют без или с подводом дополнительной энергии, без или с подачей рабочего агента.

По меньшей мере, один О (обводненный выработанный пласт или негерметичность эксплуатационной колонны, или О не введенный в разработку), расположенный над пакером и ЭН, либо изолируют от приема ЭН, либо обеспечивают из него временный временное поступление потока ПФ, открытием гидравлического канала в соответствующей ему (этому О) ПС, причем это поступление потока осуществляют на время либо запуска ЭН, либо вывода скважины на установившийся режим работы, либо освоения ЭО углеводородов, либо при превышении номинальной производительности ЭН над суммарным дебитом ЭО углеводородов (при отклонении от оптимального режима из-за необеспеченного притока из низко-продуктивных О и отсутствия низко-дебитных ЭН - менее 20 м³/сут или из-за неточности оценки потенциала ЭО скважины, особенно после ГТМ), либо для снижения влиянием абразивных частиц при выносе проппанта после гидроразрыва пласта (ГРП), либо для снижения вероятности осложнений - коррозии (снижения степени коррозионного воздействия), солеотложения, отложениями гидратов и асфальто-смоло-парафино (АСПО).

ПФ направляют на прием работающего ЭН, причем он работает непрерывно или его запускают в работу временно, либо только для освоения О, а затем эксплуатируют скважину фонтанным способом, либо только для исследования параметров и характеристик О, либо для периодического отбора накопившихся жидких пластовых ПФ, либо для циклического воздействия на О, либо для перехода от непрерывной эксплуатации одного О к одновременно - отдельной эксплуатации нескольких О, либо при поочередной эксплуатации О, при этом на прием ЭН направляют жидкую часть ПФ - воду, жидкие углеводороды (нефть и газоконденсат), а газ (попутный газ, природный газ, газ, выделившийся из газогидратов), отделенный от жидкой части ПФ без или с помощью

газосепаратора, направляют на (дневную) поверхность либо отдельно по трубопроводу, либо часть газа используют для создания газлифтного эффекта, смешивая его с жидкой частью ПФ на заданной глубине.

Измеряют параметры (учитывают дебит) ЭО, расположенного выше ЭН и пакера, с помощью, по меньшей мере, одного ИП, установленного стационарно в ПС или между ней и исследуемым О или вместе с электродвигателем ЭН под или над ним (телеметрические системы ТМС), при этом ИП спускают, либо на проволоке, либо на кабеле, либо на колонне штанг, либо на трубопроводе, расположенном внутри колонны труб, либо на колонне труб, соединяя с индивидуальным кабелем или с силовым кабелем для электропогружного двигателя, или с кабелем для привода РЭ, используя этот кабель для питания ИП и/или для передачи измеряемых параметров на поверхность, причем в качестве ИП используют либо расходомер механический или термоиндукционный, или электромагнитный, или вихревой, или ультразвуковой, либо манометр, либо термометр, либо уровнемер, либо плотномер, либо резистивиметр, либо микрофон, либо шумомер, либо датчик радиоактивности; либо видеокамеру, либо регистратор трассирующих (индикаторных) агентов, либо регистратор компонент, характерных для ПФ, исследуемого О.

Измеряют параметры потока ПФ, добываемого из исследуемого О, учитывая при этом его дебит, с помощью, по меньшей мере, одного индивидуального ИП или ИП, совмещенного с РЭ (размещают в корпусе глухой пробки) и установленного с возможностью его замены без подъема колонны труб, при этом его либо временно спускают в трубопровод, расположенный внутри колонны труб на заданную глубину, по меньшей мере, под одно МПТ на проволоке или на канате, или на геофизическом кабеле, или на оптоволоконном кабеле, или на колонне штанг, либо устанавливают на заданное время исследования в посадочное гнездо (ниппеля или МПТ, или скважинной камеры) в гидравлическом канале ПС пред или после спуска колонны труб с помощью канатной техники или на проволоке, или на кабеле, или на колонне штанг, причем ИП выполнен автономным или с возможностью передачи измеряемых параметров на поверхность по электропроводу или по гидроприводу через сплошную среду (жидкость, или газ, или металл колонны труб или трубопровода), или он выполнен в виде оптоволоконного кабеля (для измерения градиента температуры и давления), который спускают во внутрь или снаружи трубопровода или колонны труб, или с колонной штанг, либо сбрасывают ИП (его) в свободном падении (вмонтированный в плунжер или летающий клапан), причем в качестве измеряемых параметров потока ПФ ЭО регистрируют его одну или несколько физических величин - расход, давление, температуру, профиль притока (ПФ и профиль

приемистости рабочего агента) обводненность, газосодержание, другие его физико-химические свойства, после чего определяют параметры и характеристики этого и другого ЭО.

Измеряют параметры потока ПФ исследуемого О, отбивая динамический уровень с помощью эхолота, при этом определяют направление перетока ПФ и его расхода по образованному гидравлическому каналу ПС, причем в момент остановки ЭН поток ПФ происходит в направлении О, с меньшим приведенным пластовым давлением (в зависимости от его приемистости), а при работе ЭН ПФ перетекает сверху-вниз (за исключением случая, когда значение приведенного пластового давления О, расположенного выше пакера близко к давлению на приеме ЭН), замеряют расход ПФ по гидравлическому каналу на различных технологических режимах и определяют характеристики ЭО и свойства их ПФ (обводненность), причем изменяют технологический режим, по меньшей мере, одного эксплуатируемого О путем выполнения одной или нескольких операций - временное перекрытие притока ПФ по гидравлическому каналу РЭ (регулятором или клапаном-отсекателем, или пакером), изменение частоты вращения вала ЭН (изменением частоты тока), изменение буферного давления (устьевым штуцером или регулятором), подача (подлив) рабочего агента (воды из системы ППД или от агрегата) или части извлекаемого ПФ (с текущей обводненностью или после частичного отделения от воды углеводородов) с поверхности в затрубное пространство или в трубопровод (по которому не извлекают жидкий ПФ) с одновременной регистрацией динамики изменения обводненности извлекаемого флюида.

Выше ЭН и выше О, расположенного над пакером, устанавливают, по меньшей мере, один дополнительный (вышерасположенный) пакер, под (одним) дополнительным (вышерасположенным) эксплуатируемым О, обеспечивают поступление потока жидкой части его ПФ сверху-вниз (через внутреннюю часть дополнительного пакера), либо в затрубное пространство под дополнительным (вышерасположенным) пакером, либо к приему ЭН через гидравлический канал ПС, совмещенный с уже образованным гидравлическим каналом ПС (для нижерасположенного О над пакером) или через дополнительный индивидуальный гидравлический канал, с возможностью управляемого перекрытия потока ПФ с помощью РЭ и/или измерения его параметров (физических величин - расхода и/или физико-химических свойств) с помощью ИП.

Внутри колонны труб спускают, по меньшей мере, два трубопровода, при этом, используют первый из них для поступления потока жидкой части ПФ из ЭО, расположенного выше пакера, к приему ЭН, а второй трубопровод (выполненный в виде шланга) используют либо для отвода свободного газа, либо для притока (к приему ЭН)

ПФ ЭО, расположенного над дополнительным пакером (каждый из трубопроводов соединят соответствующий эксплуатируемый О, расположенный выше пакера и ЭН с его приемом), через несколько или одно либо ПУ, расположенное под нижним пакером.

Для О, расположенного выше ЭН и пакера, используют либо одно, соответствующее этому О ПУ, расположенное над или под, или напротив этого О, либо несколько ПУ (МПТ или МРТ, или МНТ в различной комбинации), разнесенных по глубине скважины, для каждого из которых выбирают регулировочные характеристики, таким образом, чтобы обеспечить заданный режим эксплуатации О и/или эффективность процесса сепарации газа от жидкости, и/или процесса разделения воды от нефти, при этом газообразную и более легкую часть ПФ (углеводороды - газ, газоконденсат, нефть) без предварительного подпора ЭН направляют на поверхность по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб и/или по затрубному пространству, а жидкую и более тяжелую часть ПФ (вода, нефть) направляют вниз (стекает сверху - вниз) по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб, без или с предварительным отстоем в затрубном пространстве.

Для каждого из ЭО, расположенных выше ЭН и пакера, над верхним пакером устанавливают, по меньшей мере, один РЭ в гидравлический канал его индивидуальной ПС (соответствующей этому О) или общей ПС, причем РЭ располагают в ПУ (МПТ, МРТ, МНТ), либо в трубопроводе, либо в дополнительном трубопроводе.

Способ может быть реализован с помощью установки по одному из трех вариантов.

1 Вариант. Скважинная установка, включает ЭН, спущенный в скважину на колонне труб, по крайней мере, с одним пакером, размещенным выше его (ЭН) приема. При этом цель изобретения достигается за счет следующих решений.

Колонна труб с пакером оснащена (по крайней мере, одной) ПС, состоящей, по меньшей мере, из двух (перепускных устройств (ПУ), выполненных в виде) МПТ, спущенных на колонне труб и расположенных выше и ниже пакера, и, по крайней мере, из одного трубопровода, размещенного внутри колонны труб между МПТ и изолированного (гидравлически) от (внутренней полости) колонны труб, причем МПТ выполнены с эксцентричными каналами, сообщающими (гидравлически) с колонной труб, а также с радиальными и осевыми каналами, образующими вместе с трубопроводом гидравлический канал ПС, обеспечивающий (гидравлическое) сообщение или разобщение между собой (кольцевых) пространств (за колонной труб) над и под пакером с помощью, по меньшей мере, одного РЭ, установленного в ПС.

Для повышения эффективности и надежности установки могут быть выполнены следующие частные и дополнительные технические решения.

В МПТ радиальные каналы выполнены, либо перпендикулярно оси скважины, либо под наклоном к ней в направлении потока - вниз для верхнего МПТ и вверх для нижнего МПТ, либо они выполнены попарно (четное количество радиальных каналов), располагаясь напротив друг друга или напротив радиальных сквозных каналов соответствующих РЭ, а осевой канал выполнен в виде посадочного гнезда для съемного РЭ, который (в свою очередь) выполнен в виде либо глухой пробки без или со сквозным осевым отверстием, гидравлически несвязанным с радиальным каналом МПТ, либо клапана с радиальным каналом со сквозным или несквозным осевым отверстием, расположенным снизу и/или сверху его (РЭ) и гидравлически связанным с одной стороны с радиальным каналом МПТ, а с другой стороны - с трубопроводом (внутренней колонной труб) и/или колонной труб, либо клапана-отсекателя для гидравлического канала ПС, либо циркуляционного клапана механического действия, управляемого ударами с помощью канатной техники, либо ИП, причем ПС выполнена в соответствии с характеристиками соответствующего ей О, а ее радиальный канал, предназначенный для входа ПФ расположен ниже или выше, или напротив интервала перфорации соответствующего (вышерасположенного) О или точки врезки (ввода, выхода) в скважину бокового ствола.

При наличии дополнительного ЭО она оснащена дополнительным пакером и дополнительной ПС с соответствующим дополнительным МПТ, с возможностью, как гидравлического соединения между собой данного О и ЭН, так и их разобщения, с помощью соответствующего РЭ, при этом в зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, перепускной системой для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом (расположенным) внутри или снаружи колонны труб, электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинкой камерой со съемным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП для замера физических параметров потока ПФ, обратным клапаном и разъединителем колонны на верхнем конце трубопровода, дополнительным пакером над эксплуатируемыми О, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом, сепаратором газа, фильтром, песочным якорем,

пескосборником, диспергатором, струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным пакером с разъединителем колонны под ЭН, дополнительным насосом, дополнительным кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

2 Вариант. Скважинная установка включает ЭН, спущенный в скважину на колонне труб, по крайней мере, с одним пакером, установленным выше его (ЭН) приема. При этом цель изобретения достигается за счет следующих решений.

Колонна труб с пакером оснащена (по крайней мере, одной) ПС, состоящей, по меньшей мере, из двух (ПУ, выполненных в виде) МРТ (перепускных узлов) с радиальными каналами, расположенных выше и ниже пакера, и, по крайней мере, из одного трубопровода, размещенного внутри колонны труб между МРТ и изолированного (гидравлически) от (внутренней полости) колонны труб, при этом ПС выполнена с возможностью как гидравлического соединения между собой (кольцевых пространств за колонной труб через трубу меньшего диаметра спущенную в колонну труб или через кольцевую полость, образованную между ней и колонной труб), образующихся над и под пакером, через радиальные каналы МРТ, так и их разобщения, с помощью, по меньшей мере, одного РЭ, установленного внутри или снаружи ПС.

Для повышения эффективности и надежности установки могут быть выполнены следующие частные и дополнительные технические решения.

При наличии дополнительного ЭО она оснащена дополнительным пакером и дополнительной ПС с соответствующим МРТ, с возможностью, как гидравлического соединения между собой данного О и ЭН, так и их разобщения, с помощью соответствующего РЭ, при этом в зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно **оснащена** одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, ПС для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом (расположенным) внутри или снаружи колонны труб, электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинной камерой со съемным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП для замера физических параметров потока ПФ, обратным клапаном и разъединителем колонны на верхнем конце

трубопровода, дополнительным пакером над эксплуатируемыми О, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом, сепаратором газа, фильтром, песочным якорем, пескосборником, диспергатором, струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным пакером с разъединителем колонны под ЭН, дополнительным насосом, дополнительным кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном

3 Вариант. Скважинная установка включает ЭН, спущенный в скважину на колонне труб с двумя пакерами (нижний и верхний), установленными выше его (ЭН) приема. При этом цель изобретения достигается за счет следующего решения.

Для каждого (из ЭО) ЭО (по меньшей мере, два), расположенного выше пакера, колонна труб (с пакерами) оснащена соответствующей ему ПС, состоящей из (перепускного устройства, выполненного в виде) МНТ с перепускными каналами (осевыми и радиальными), при этом она выполнена с возможностью гидравлического соединения (сообщения), с одной стороны - с приемом ЭН через (по меньшей мере, одно) перепускное устройство, расположенное под нижним пакером, и через трубопровод, а с другой стороны - с данным О, либо через радиальный канал в МНТ при расположении его над пакерами, либо еще и через дополнительный трубопровод, размещенный концентрично или эксцентрично внутри колонны труб и изолированный от нее (ее внутренней полости), при расположении этого О под пакером, а также ПС выполнена с возможностью гидравлического частичного или полного разобщения между собой (кольцевых) пространств, образующихся (за колонной труб) над и под пакерами через МНТ, с помощью либо двух, либо одного, РЭ, установленного в гидравлическом канале ПС над верхним пакером.

Для повышения эффективности и надежности установки могут быть выполнены следующие частные и дополнительные технические решения.

По меньшей мере, одно ПУ или МНТ выполнено в виде либо МПТ, либо МРТ, либо циркуляционной втулки, управляемой ударами яса канатного инструмента.

В зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно **оснащена** одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, перепускной системой для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом (расположенном) внутри или снаружи колонны труб,

электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинной камерой со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП для замера физических параметров потока ПФ, обратным клапаном и разъединителем колонны на верхнем конце трубопровода, дополнительным пакером над эксплуатируемыми О, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом, сепаратором газа, фильтром, песочным якорем, пескосборником, диспергатором, струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным паксом с разъединителем колонны под ЭН, дополнительным насосом, дополнительным кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

На фигурах 1-53 приводятся различные принципиальные схемы конкретных установок для реализации предлагаемого способа в зависимости от параметров (характеристик) ЭО (пластов), свойств их пластовых ПФ и конструкции скважины (диаметра эксплуатационной колонны).

На фиг. 1 в эксплуатационную колонну 1 на колонне труб 2 спущен ЭН 5 с приемом (входным модулем) 6, погружным электродвигателем (ПЭД) 7, с гидрозащитой 9 и телеметрической системой (ТМС) 10. Ток к ПЭД 7 подают через силовой кабель 8, который проходит через кабельный ввод 11 пакера 4, установленного над приемом 6 ЭН 5, а при наличии кожуха 18 для изменения направления потока ПФ и охлаждения ПЭД 7, кабель 8 проходит также и через кабельный ввод в нем 19. ПС образует гидравлический канал, связывающий «ЭО 2», расположенный над пакером 4 с приемом 6 ЭН 5 и с «О 1». При этом ПС включает трубопровод 3, гидравлически связанный с верхней МПТ 12 и нижней МПТ 22, но изолированный от внутренней полости колонны труб 2. От верхней МПТ 12, по меньшей мере, с одним радиальным каналом 14, сообщающимся с осевым сквозным каналом 15, ПФ «О 2» перетекает через радиальный канал 21 или дросселируются через штуцер 16, установленный в несквозном 27 или сквозном 28 канале РЭ 20. Затем ПФ «О 2» поступают на прием ЭН 5 через трубопровод 3 и нижнюю МПТ 22. Трубопровод 3 (в виде внутренней колонны труб) спускают в колонну труб 2 концентрически секциями. Первую секцию от нижней МПТ 22 до верхней МПТ 12 при этом его нижний герметизирующий (уплотняющий, гладкий) полый шток (труба, конец) 17 герметизируется манжетами в нижней МПТ 22, а верхний конец соединяется резьбой с верхней МПТ 12. Вторая секция (необязательная) аналогично первой нижним герметизирующим (уплотняющим) полым штоком (трубой, концом) 17 соединяется с верхним МПТ 12, а верхним концом - с фонтанной арматурой (на фиг. не показано), либо

оставляется свободной в колонне труб. При этом трубопровод 3 для верхней секции с герметизирующим нижним концом 17 выполнен с диаметром не меньше (большим), чем

5 трубопровод 3 с герметизирующим нижним концом 17 для нижней секции. Нижняя МПТ 22 аналогично верхней МПТ 12 также имеет радиальный канал 24 с износостойкими вкладышами 26 и осевой канал 25 связанный с трубопроводом 3. Далее ПФ из «О 2» смешивается с ПФ из «О 1» и они поступают на прием 6 ЭН 5. Под давлением эти ПФ

10 проходят через эксцентрические каналы 23 МПТ 22, затем по внутренней полости пакера 4 и далее через пространство между колонной труб 2 и трубопроводом 3 и через эксцентрические каналы 13 МПТ 12 извлекаются на поверхность. РЭ 20 здесь выполнен в

15 виде съемного с помощью канатной техники клапана, установленного в посадочное гнездо, в качестве которого использован осевой канал 15 МПТ 12. РЭ 20 гидравлически связывает на заданном режиме (дебите) «О 2» с приемом 6 ЭН 5. При этом расход ПФ «О 2» регулируется через штуцер 16, установленный в любом из мест гидравлического

20 канала ПС. То есть, он может быть установлен (по ходу движения ПФ): в радиальном канале 14 МПТ 12; в радиальном канале 21 РЭ 20; в осевом канале 27 или 28 РЭ 20 (как показано на фиг 1), в любой части трубопровода 3 на участке от МПТ 12 до МПТ 22; в

25 радиальном канале 24 МПТ вместо износостойкого вкладыша 26. При необходимости, например, при исследовании параметров пласта в качестве РЭ устанавливают глухую пробку, тем самым полностью разобщают «О 2» от приема 6 ЭН 5. При этом на

30 поверхность поступает продукция только из «О 1», зная дебит и обводненность продукции для «О 1» определяют дебит и обводненность ПФ для «О 2». Для установки, извлечения или замены на другой РЭ 20, его оснащают сверху ловильной головкой 29. При этом он может быть выполнен с обратным клапаном в виде седла 30 и шара 31,

35 предназначенного для срабатывания свободного газа. Герметизируется РЭ 20 в посадочных гнездах МПТ 12 с помощью манжет 32. При необходимости он может закрепляться в МПТ 12 фиксатором 33, например, в виде цанги или стопорного кольца. В

40 данном случае РЭ совмещает функцию разделителя ПС от колонны труб 2. При эксплуатации свободный (попутный) газ «О 1» из пространства под пакером, сообщенного с приемом 6 ЭН 5, отводят по образованному гидравлическому каналу ПС из

45 канала 24 и 3, либо в затрубное пространство над пакером по каналу 27, 21, 14, либо через 28 и обратный клапан 31 его направляют на поверхность по трубопроводу 3, установленному внутри колонны труб 2 и неиспользуемому для извлечения (подъема) ПФ на поверхность. В этой схеме погружной электродвигатель 7 (ПЭД), расположен над «О

50 1» и в случае если его дебит значительно превышает дебит «О 2» кожух 18 не используют,

так как при этом обеспечивается достаточное охлаждение погружного электродвигателя, а если дебит меньше, то компоновку оснащают кожухом 18.

5 РЭ 20 может быть выполнен в различных исполнениях. На фигурах 2-7 приведены сменные РЭ, различающиеся по расположению гидравлических радиальных 21 и осевых каналов 27 или 28.

На фиг. 2 РЭ 20 выполнен в виде глухой пробки 34 без каналов.

10 На фиг. 3 РЭ 20 выполнен в виде глухой пробки 34 без радиального канала, но с осевым каналом 28 для притока на прием ЭН ПФ из вышерасположенного пласта или для глушения рабочим агентом нижерасположенного пласта через штуцер 16.

15 На фиг. 4 РЭ 20 выполнен в виде клапана 35 с радиальным 21 и сквозным осевым каналом 28 с установленным в нем штуцером 16. Штуцер 16 может быть установлен и в радиальном канале 21. Он может быть использован для одновременного притока ПФ из соответствующего О через радиальный канал 21 и притока ПФ из дополнительного О (О),
20 расположенного (ных) выше через сквозной осевой канал 28.

На фиг. 5 РЭ 20 выполнен в виде клапана 35 с радиальным 21 и несквозным осевым каналом 27, направленным вниз для перетока ПФ сверху - вниз через штуцер 16
25 установленный либо в осевом канале 27, либо в радиальном 21 канале.

На фиг. 6 РЭ 20 выполнен в виде клапана 35 с радиальным 21 и несквозным осевым каналом 27, направленным вверх для закачки через штуцер 16 в соответствующий О
30 рабочего агента, например при его глушении.

На фиг. 7 РЭ 20 выполнен в виде клапана 35 с радиальным 21 и сквозным осевым каналом 28 с обратным клапаном 31 установленном в седле 30. Обратный клапан 30
35 выполнен в виде шара для возможности стравливания газа в трубопровод 3 или в колонну труб в момент остановки ЭН. С другой стороны он герметизирует ПС (внутреннюю полость) от колонны труб 2.

На фиг. 8 приведена схема, где функция регулятора режима ЭО выполняется с
40 помощью РЭ 20 в виде клапана 35, установленного в ниппель 36, а функция герметизации ПС выполняется с помощью разделителя (заглушки) 38 в виде глухой пробки 34, установленной в ниппеле 37 с диаметром большим, чем диаметр ниппеля 36. В этом же
45 разъединителе 38 или в РЭ 20 может быть встроен автономный измерительный прибор 40. В данной компоновке для смены режима «О 2» сначала извлекают глухую пробку 34 из ниппеля 37, затем меняют регулятор 35 на другой регулятор, устанавливая его в тот же ниппель 36, а затем повторно герметизируют ПС установкой глухой пробки в ниппель 37.
50 Только после этого повторно запускают электропогружной ЭН (УЭЦН) для совместной добычи из «О 1» и «О 2» на заданном режиме. МПТ 12 и 22 для увеличения их

габаритных размеров устанавливают на колонне труб 2 через переходники 39, увеличивающие или уменьшающие диаметр колонны труб 2. Для долговечности работы МПТ 12 в его радиальный канал может быть также установлен износостойкий вкладыш 26.

На фиг. 9 показана схема, когда исследуют параметры «О 2». При этом измеряют (регистрируют) несколько или одну из физических величин добываемого ПФ из него. Например, расход ПФ (воды и нефти), давление, температуру, обводненность, газосодержание и другие физико-химические свойства ПФ, поступающего из «О 2» на прием 6 ЭН 5. Этот процесс осуществляют с помощью ИП 40 или расходомера 41, расположенного в гидравлическом канале ПС, например, как показано на фигуре в трубопроводе 3 под МПТ 12. При этом режим «О 2» регулируют с помощью штуцера 16 в клапане 35, установленного в ниппель 36. ИП 40 спускают на заданную глубину внутри трубопровода 3 с помощью проволоки 42 или геофизического кабеля 43 или оптоволоконного кабеля 44. В первом случае ИП 40 выполнен автономным, а в других случаях, имеется возможность передавать показания приборов 40, 41 на поверхность и в зависимости от них изменять технологический режим ЭН 5 или О. Для минимизации погрешности в измерениях свободный газ из «О 1» отводят по дополнительному каналу (ПС) с обратным клапаном (в верхней части этого канала) для газа, либо внутри 45, либо снаружи 46 пакера 4. Кроме этого в качестве измерительного прибора 40 используют телеметрическую систему 10 ЭН 5, расположенную под ПЭД 7.

На фиг. 10 РЭ 20 и одновременно разделитель 38 выполнен в виде плунжера, устанавливаемый герметично с помощью уплотнительных манжет 32 в посадочное гнездо 15 МПТ 12 свободным сбросом или с помощью колонны штанг 47. При этом имеется возможность, продольным перемещением плунжера, либо разобщить «О 2» от приема 6 ЭН 5, как это показано на фигуре, либо сообщить его с внутренней полостью колонны труб 2 через радиальный канал 14 и далее через несквозной канал 27, выполненный в верхней части плунжера (показан пунктиром) и через обратный клапан 31, либо сообщить «О 2» с приемом 6 ЭН 5, через радиальный канал 14 и далее через несквозной канал 27, трубопровод 3, осевой канал 25 и радиальный канал 24 МПТ 22. Для четкости установки плунжера в заданном положении он может быть оснащен фиксатором 33 и подпружинен пружиной 48. Если колонна штанг 47 выполнена полой, то имеется дополнительная возможность для отвода по ней свободного газа. При использовании колонны штанг 47 другим случаем управления положения РЭ можно производить, за счет вращения колонны штанг 47.

На фиг. 11 приведен вариант совмещения разделителя 38 и РЭ 20 в виде сменного устройства, устанавливаемого в осевом канале 15 МПТ 12 для регулируемого перетока ПФ из «О 2» через штуцер 16 вплоть до полного перекрытия гидравлического канала ПС 5 используют полусферу 31 или сферы (показано пунктиром) в седле 30 (расположенных в РЭ 20). Управление РЭ 20 осуществляется либо с помощью колонны штанг 47, либо с помощью проволоки 42, в последнем случае спуск инструмента для захвата ловильной 10 головки 29 можно делать по мере необходимости с помощью канатной техники. Для одновременной возможности измерения параметров потока ПФ из «О 2» в гидравлическом канале ПС, например в радиальном канале 14 МПТ 12 (как это показано 15 на фигуре) можно установить стационарный измерительный прибор (ИП) 40 с передачей измеряемых данных на поверхность по кабелю геофизическому 44 или оптоволоконному 44. В последнем случае сам кабель может выступать в роли датчика измеряющего 20 градиент температуры и давления. Причем он может быть спущен и ниже пакера 4 через кабельный ввод 11 вплоть до самого ЭН 5. При этом кабель закрепляют на колонне труб хомутами 49.

На фиг. 12 кроме перекрытия потока пластовых ПФ из «О 2» РЭ 20, приведен 25 вариант замера параметров с помощью ИП 40 (мандрельный электронный манометр и/или термометр), установленного с помощью канатной техники на время исследования в скважинную камеру 50 (или ниппеля), расположенную выше верхней МПТ 12 на уровне 30 интервала перфорации или в непосредственной близости от него. Здесь приведен вариант МПТ 12с торцевой перегородкой (выполняющей функцию разделителя), перекрывающей верхний конец ПС. Управление РЭ 20 осуществляется с помощью гибкого элемента - проволоки 42. При этом РЭ 20 в первом варианте выполнен на трубопроводе 3 в виде 35 отдельного модуля с корпусом 51, в котором размещено седло 30 без или с герметизирующим элементом 32, тарельчатым клапаном 31с уравнивающим отверстием 52. Другим случаем управления этим клапаном (при отсутствии верхней перегородки) 40 является спуск на проволоке через трубопровод 3 инструмента и захват РЭ 20, в который может быть установлен ИП 40 за ловильную головку 29. Вторым вариантом может быть управления РЭ 20, расположенном снаружи колонны труб 2, например в МПТ 12 без или 45 с присоединением к нему дополнительного трубопровода 53 снаружи колоны труб 2. При этом РЭ 20 также может быть совмещен с ИП 40. Изменяя положение ИП 40 (например, термометра, манометра) можно определять профиль притока из О расположенного над пакером 4.

50 Трубопровод 53 может быть выполнен, например, в виде шланга и крепится к колонне труб специальными поясами (хомутами). Если трубопровод 53 выходит на

поверхность то его можно использовать либо для подачи рабочего агента в «О 2» или в «О 1» или одновременно в «О 2» и в «О 1», либо для определения забойного и пластового давления «О 1» по динамическому уровню в трубопроводе 53. Трубопровод 53 может использоваться в качестве защитного кожуха в виде бронированной полый оболочки (в этом случае не обязательно герметичной) или импульсной трубки, или шланга высокого давления, или трубопровода малого диаметра и прикрепленным к колонне труб 2 с помощью хомутов 49. Одним из преимуществ

На фиг. 13 приведен вариант перекрытия потока ПФ из «О 2» с помощью пакера 55 (например, надувного), установленного либо между пластом и входом в ПС и над или под (на фигуре не показано) ним, либо внутри ПС, например в трубопроводе 3. При этом надувной пакер имеет либо радиальный канал 55, гидравлически связанный с внутренней полостью колонны труб 2 и перекрывающий поток ПФ из «О 2» увеличением в ней давления, либо он управляется с поверхности по гидропроводу 56, выполненного в виде импульсной трубки или шланга высокого давления.

На фиг. 14 приведен вариант РЭ 20, установленного в МПТ 12 и срабатывающего от перепада давления за колонной труб над и под пакером 4, при недостаточном перепаде давления, клапан 31 усилием пружины 48 прижимается к седлу 30 и перекрывает поток ПФ из «О 2», а при снижении давления на приеме 6 ЭН 5 за счет увеличившегося перепада давления, клапан 31 открывается и ПФ из «О 2» поступает на прием 6 ЭН 5 на заданном режиме, который в свою очередь определяется диаметром штуцера 16. МПТ 12 может быть выполнена с верхней торцевой перегородкой разделяющей внутреннюю полость ПС от колонны труб 2 или эту функцию выполняет разделитель 38 в виде сменной глухой пробки 34. Здесь также предусмотрена возможность замера параметров пластовых ПФ «О 2» с помощью ИП 40 (мандрельный электронный манометр и/или термометр), установленного с помощью канатной техники на время исследования в скважинную камеру 50 (или ниппеля), расположенную выше верхней МПТ 12.

На фигурах 15-19 показаны другие варианты РЭ 20, установленных в МПТ 12 для компоновки, приведенной на фиг. 14.

На фиг 15 гидроцилиндр 57 при увеличении на него давления, передаваемого от внутренней полости колонны труб через радиальный канал 58, поднимается вверх и сжимая пружину 48 прижимает затвор 31 к седлу 30, закрывая тем самым гидравлический канал ПС, а при снижении давления усилием пружины отжимается гидроцилиндр 57, открывается затвор 31 для притока ПФ через канал 15.

На фиг. 16 степень открытия (закрытия) затвора 31, выполненного в виде гильзы с щелью соединенным с сильфоном 60 или плунжером 61, герметично установленном в цилиндре, выполненном в МПТ 12, с другой стороны затвор 31 может быть подпружинен

пружиной 48. Регулирование потока осуществляется перемещением затвора относительно радиального канала 14, который также может быть выполнен в виде щели. В связи с тем, что это перемещение осуществляется сильфоном 60, или цилиндром 61, положение которого (в случае предварительной зарядки его внутренней полости заданным давлением) определяется давлением действующем на его торцевую поверхность, этот РЭ работает как регулятор давления «после себя». Движением плунжера 61 или давлением в сильфоне 60, в свою очередь также можно управлять изменением давления в колонне труб, передаваемым через радиальный канал 58.

На фиг. 17 используется РЭ 20 в виде съемного клапана, который устанавливается герметично с помощью манжет 32 в посадочное гнездо 15 в МПТ 12, выполняя одновременно функцию разъединителя ПС от внутренней полости колонны труб 2. Для инструмента канатной техники на клапане выполнена ловильная головка 29, а перекрытие гидравлического канала производится с помощью установки затвора в седле 30 после создания импульса давления в колонне труб (по принципу авторучки). После создания повторного импульса давления клапан открывается. Затем процесс открытия- и закрытия может многократно повторяться.

На фиг. 18 затвор 31 перемещает свое положение по отношению к седлу 30 с помощью гидропривода, выполненного в виде герметичного плунжера 61, управляемого изменением давления в цилиндре под и над ним. Также могут быть использованы пружины 48, Давление внутри цилиндра изменяется с поверхности с помощью, по меньшей мере, одного гидропровода 56, выполненного в виде импульсной трубки или шланга высокого давления.

На фиг. 19 РЭ 20 выполнен в виде электроприводного клапана 35, управляемого либо с поверхности через кабель 43 либо с использованием автономного питания от (аккумулятора) батареи 62. Подача электроэнергии приводит в действие микродвигатель 63, который передает осевое усилие на затвор 31 через редуктор 64, затем вал 65 и (при необходимости) через преобразователь вращающего движения в поступательное 66. Информацию о положении затвора можно передавать на поверхность через геофизический кабель 43 или оптоволоконный кабель 44.

На фиг. 20 приведен вариант стационарного размещения в осевом канале 15 верхней МПТ 12 ИП 40 и/или расходомера 41 (механического). При этом питание и передачу информации об измеряемых физических величинах потока ПФ передают на поверхность с помощью кабеля геофизического 43 или оптоволоконного 44.

На фиг. 21 приведен вариант исполнения ПС с помощью МРТ 67, 68, 69, 70. ПФ из «О 2» через радиальный канал 14 верхней МРТ 67, гидравлически связанной с трубопроводом 3, далее через радиальный канал 24 нижней МРТ 68 поступает на прием 6 ЭН 5. Для учета продукции добываемой из «О 2» (для регистрации физические величины потока ПФ) устанавливают стационарный ИП 40 либо между «О 2» и ПС, либо в гидравлическом канале ПС, например в верхней МРТ 67. Питание на ИП 40 подается через индивидуальный кабель 43 или отводится от силового кабеля 8 через электрораспределительное устройство (кабельный разъем) 72. Для снижения погрешности в измерении физических величин потока ПФ из «О 2» за счет встречного потока свободного газа и для его отвода создают дополнительную ПС, включающую дополнительный нижний переключатель в виде МРТ 69, расположенной выше МРТ 68 и гидравлически связанной с дополнительной верхней МРТ 70 (расположенной по возможности выше МРТ 67 и выше «О 2») через дополнительный трубопровод 71. При этом информация о измеряемых физических величинах потока ПФ из «О 2» (непрерывно или дискретно) поступает на поверхность либо по геофизическому кабелю 43, либо по силовому кабелю 8, либо по оптоволоконному кабелю 44. Измеряя физические величины дополнительно на приеме ЭН 5, например, с помощью ТМС 10, определяют режимы работы и параметры для «О 1» и «О 2».

На фиг. 22 показана компоновка аналогичная фиг 21, но уже оснащенная регулятором 20, позволяющая отключать «О 2» на время исследования, например путем натяжения гибкого элемента 42. Здесь трубопровод 3 выполнен из нескольких отдельных участков. ПФ из «О 2» проходит через радиальный канал 14 верхней МРТ 67 через патрубок 3 и далее через регулятор 20 попадает в трубопровод 3 выполненный в виде трубы или колонны труб 3, расположенной внутри колонны труб 2, в нижней части трубы 3 через расположенный в ней торцевой диск 73, ПФ проходит в присоединенный к ней патрубок 3 и далее через радиальный канал 24 нижней МРТ 68 поступает на прием 6 ЭН 5. Для фиксации трубы (колонны труб) 3 может быть использованы упор 76 и центраторы 77. Если в скважине выше ЭН имеется О, который необходимо изолировать (например, негерметичность эксплуатационной колонны или выработанный пласт), то это делают с помощью дополнительного пакера 74 с кабельным вводом 75.

На фиг. 23 в качестве РЭ 20 и разделителя 38 используют штанговый глубинный насос 78 с радиальным каналом, размещенным на боковой стенке цилиндра, без или с дополнительным всасывающим клапаном. При этом насос 78 устанавливают в верхней МПТ 12 или в МНТ. С помощью колоны штанг 47, изменяют положение плунжера. Если его установить на уровень радиального канала 21, размещенного на боковой стенке

цилиндра, то он перекрывает (как глухая пробка 34) гидравлический канал ПС для потока ПФ из «О 2». При выполнении радиального канала 21 в виде щели (или нескольких отверстий вдоль цилиндра), путем частичного перекрытия ее (их) плунжером можно регулировать поступление ПФ, выполняя роль РЭ 20 (регулятора 35). Насос 78 (при использовании только дополнительного всасывающего клапана) можно использовать для индивидуальной откачки ПФ из «О 2» одновременно с работой ЭН 5 или в момент его остановки. При использовании сменного основного всасывающего клапана насос 78 можно применять для индивидуальной откачки ПФ из «О 1», либо для откачки ПФ одновременно из «О 1» и «О 2».

На фиг. 24 показан вариант скважинной установки, которую можно использовать при одновременно-раздельной эксплуатации сразу трех ЭО. Или вариант для двух О, каждый из которых находится выше ЭН 5 и может быть изолирован от его приема с помощью регуляторов, соответствующих данному О. На данной фигуре показана схема изоляции «О 2» расположенного между пакерами 4 и 74, а дебит «О 3» регулируется штуцером 16, установленным в сменном (с помощью канатной техники) регуляторе 20 расположенном в МПТ 12, соответствующей либо «О 3» (верхняя МПТ 12), в этом случае РУ 20 одновременно выполняет функцию разделителя 38, либо «О2» (нижняя МПТ 12). В последнем случае РЭ 20 является сужающим устройством для «О 3» и глухой пробкой 34 (со сквозным осевым каналом 28), перекрывающей поток из «О 2».

На фиг. 25 показана возможность измерения нисходящего потока по трубопроводу 3 поочередно для каждого из О, расположенных выше ЭН 5 и пакера 4 с помощью спускаемого в колонну труб 3 ИП 40 или расходомера 41 на проволоке 42 или геофизическом кабеле 43, или оптоволоконном кабеле 44, после предварительного извлечения съемного РЭ 20 из ниппеля 37, предназначенного для регулирования дебита из «О М», который в другом случае может регулироваться установкой штуцера 16 в радиальном канале 14, соответствующей этому О МПТ 12, расположенной выше верхнего пакера 74. При этом нижний из регуляторов 20, установленный в ниппеле 36, может оставаться в трубопроводе 3 и регулировать поток ПФ из О расположенных над ним на заданном режиме (сумма дебитов «О 2» - «О М»).

На фиг. 26 приведен другой вариант эксплуатации N О, при этом не все ПФ из этих О попадают на прием 6 ЭН 5. В частности, продукция О N (например, газонасыщенный пласт) поступает в колонну труб 2, через регулятор 20, выполненный в виде газлифтного клапана 80, установленного в скважинной камере 79. Эта же скважинная камера 79 может использоваться как скважинная камера 50 для размещения в ней ИП 40, регистрирующего параметры ПФ «О М». При этом «О К» может быть изолирован от ниже

расположенных О, ПФ которых направляются на прием 6 ЭН 5, с помощью дополнительного пакера 84 с кабельным вводом 85 с ПС для свободного газа 45. На этой же фигуре показан случай, когда трубопровод 3 выполнен в виде колонны труб, со свободным верхним концом, положение которого выбирается исходя из соображений превышения давления в трубопроводе 3 над давлением в колонне труб 2. Для предупреждения перетока добываемых ЭН 5 ПФ в трубопровод 3, на его верхнем конце устанавливаются обратный клапан 81, выполняющий функцию разъединителя (заглушки верхнего конца ПС) 38, а для возможности извлечения трубопровода 3 из колонны труб без подъема последней на верхнем конце трубопровода 3 может быть установлен разъединитель колонны 82. Другим РЭ 20, обеспечивающим поступление ПФ, например, из «О 2» (пласт с высоким пластовым давлением или газонасыщенный пласт), в тех местах, где внутри колонны труб 2 спущен трубопровод 3, может быть стационарный перепускной клапан 83, срабатывающий либо от давления внутри или снаружи колонны труб 2, либо от перепада этих давлений. Для удобства монтажа трубопровода 3 может быть использован шарнир или вертлюг 86.

На фиг. 27 показано возможность временной или постоянной эксплуатации верхнего О - «О 3» по индивидуальному трубопроводу 3 на фонтанном режиме через штуцер 16, установленным в съемном РЭ 20 в МПТ 12, соответствующей «О 3». При этом он изолирован от нижерасположенных О пакером 74, а также может быть изолирован сверху пакером 84, для предупреждения техногенного воздействия на эксплуатационную колонну 1. Спуск трубопровода 3 и его герметизация в МПТ 22 может быть с либо помощью герметизирующего уплотняющего штока 17 за счет мажет, либо путем резьбового соединения небольшого (короткого) патрубка, проходящего через пакер 4 с присоединенным к его верхнему концу разъединителя колонны 82, для герметизации трубопровода 3 в виде внутренней колоны труб, спускаемого в колонну труб 2, после спуска соответствующей секции (до МПТ 12) этой колонны труб 2. Таким же образом могут быть спущены все последующие, вышерасположенные секции.

На фиг. 28 показана схема изоляции О, расположенного выше ЭН 5 над пакером 4 и под пакером 74. При этом пакера выполнены без кабельного ввода, кабель 8 проходит внутри ПС для притока ПФ из «О 2», от ПЭД 7 через радиальный канал 24 МПТ 22, затем внутри трубопровода 3 и через радиальный канал 14 МПТ 12 в затрубное пространство. При этом возможно использование кабельного ввода, совмещенное с электрораспределительным устройством 72 для отвода питания к ИП 40. Герметизация ПС осуществляется с помощью канатной техники установкой в МПТ 12 разделителя 38 в виде глухой пробки 34. В этом случае выделившийся свободный газ может поступать в колонну труб через регулятор 20 в виде газлифтного клапана 80, установленного в

скважинной камере 79 для создания газлифтного эффекта.

5 На фиг. 29 приведен другой вариант индивидуальной эксплуатации верхнего О - О
3 (постоянная эксплуатация) или О 2 (временная эксплуатация) при отсутствии пакера 74
с помощью штангового насоса 78. При этом, для контроля за параметрами пластов и за
10 состоянием ПС с разделителя 38 совмещенным с РЭ 20, в виде клапана 35,
срабатывающего от импульса давления, используют оптоволоконный кабель 44,
выполняющий функцию ИП 40 (для измерения градиента температуры). Этот кабель 44
спускается по возможности на максимальную глубину, через кабельные вводы 75, 11 если
15 нижний пласт расположен над приемом 6 ЭН (как показано на фиг.), а если ниже его, то и
через кабельный ввод в кожухе 18. Причем кабель 44 крепится с помощью хомутов 49 к
колонне труб, а если его спускают ниже ЭН, то он крепится к колонне штанг,
прикрепленных к низу ЭН 5 и проходящих мимо интервала перфорации нижнего О. (на
20 фиг. не показано).

На фиг. 30 приведен вариант регулирования дебитов «О 3» и «О 2» вращением
колонны штанг 47 и регуляторов 35, при этом имеется возможность поочередно и
25 одновременно сообщать их через радиальные каналы с ПС, а значит и с приемом 6, ЭН 5.
Причем режим каждого О может быть ограничен путем установки в соответствующий
регулятор 35 штуцера 16. А верхний РЭ 35 в виде плунжера выполняет еще функцию
разделителя 38 ПС от колонны труб 2.

30 На фиг. 31 показан вариант учета добываемой продукции из N О. При этом каждый
из О расположенный выше ЭН 5 и пакера 4 имеет индивидуальный вход в ПС через
радиальный канал 14 в МРТ 67 и дополнительной МРТ 70. Каждая из МРТ снабжена
35 стационарным прибором 40 с кабелем 43 или 44 или 8, а для управления дебитом,
например, «О К» может быть установлен РЭ 20.

На фиг. 32 приведена другая схема обвязки компоновки МРТ. В ней ПФ из
40 верхнего О - «О М» через радиальный канал 14 МРТ 70 из затрубного пространства над
пакером 74, по дополнительному трубопроводу 71 и радиальный канал 24 МРТ 69
перетекают в затрубное пространство под пакером 74. Процесс последовательного
перетекания из затрубного пространства вышерасположенного О в нижерасположенный О
45 может повторяться несколько раз, при этом каждый раз регистрируется с помощью ИП 40
изменение физических величин добавленного потока, по которым определяют параметры
О. Такой последовательный каскадный перепуск ПФ сверху - вниз производят, до тех пор
50 пока он не поступит под пакер 4 на прием 6 ЭН 5. Свободный попутный газ перепускается

либо навстречу потоку ПФ, либо он отводится вверх по своей ПС, выполненной в виде внешнего трубопровода 50 без или с РЭ 20 (например, в виде обратного клапана).

5 На фиг. 33 показан другой вариант компоновки, оснащенной двумя изолированными ПС. Первая для «О 2» состоит из МРТ 67, расположенной выше пакера 4, трубопровода 3 и МРТ 68, расположенной ниже пакера 4. Вторая ПС для «О 3» состоит из дополнительной МРТ 70, расположенной выше пакера 74, трубопровода 3 и
10 дополнительной МРТ 69, расположенной ниже пакера 4 и выше (более предпочтительно, как показано на фиг.) или ниже МРТ 68.

На фиг.34 показан вариант использования РЭ 20 управляемых с помощью тягового
15 органа - гибкого элемента 42 (например, в виде проволоки), связанного с затвором 31. При этом седло 30 может быть расположено под затвором 31, для перекрытия потока ПФ «О 3», а может быть выполнено над затвором, как это показано для РЭ 20, установленного
20 ниже «О 2». Верхний МПТ 12 может быть выполнена с верхней торцевой перегородкой (точки) разделяющей внутреннюю полость ПС от колонны труб 2, или эту функцию выполняет разделитель 38 в виде сменной глухой пробки 34 (короткий пунктир), или
25 сверху к МПТ 12 присоединяется трубопровод 3 (длинный пунктир), что позволяет извлекать по нему газ из «О 3».

На фиг. 35 приведена схема, с расположением МРТ 68 с радиальным каналом 24
30 для притока ПФ из «О 3» (через МРТ 67 и радиальный канал 14) ниже верхнего конца кожуха 18 без (если кожух крепится к НКТ) или с дополнительным внешним трубопроводом 53 (если кожух крепится к ЭН 5). При этом ПФ стекают вниз по
кольцевому пространству между колонной труб 2 и трубопроводом 3, внутренняя полость
35 которого на участке между ПУ 68 и 67 используется для подъема пластовых ПФ ЭН 5. Существует возможность перекрытия потока ПФ из «О 3» с помощью РЭ 20 (над
пакером), которым можно управлять, с помощью тягового органа (гибкого элемента) в
40 виде проволоки (троса) 42. ПФ из «О 1» попадают на прием ЭН 6 (а точнее в гидравлическую полость непосредственно связанную с приемом ЭН), в качестве которого
в этом случае выступает нижний конец дополнительного трубопровода 71, связанного с
45 хвостовиком кожуха 18. Нижний пакер 4 может быть посажен на дополнительном трубопроводе 71 в виде колонне труб, спущенной предварительно до спуска колонны труб
2 с ЭН 5 и кожухом 18, который телескопическим соединением устанавливают в
разъединитель колонны 82. ПФ «О 2» также могут попадать на прием ЭН через РЭ 20
50 (гидравлического или электрического действия), индивидуально установленный на кожухе 18. Телескопическое соединение 82 может быть выполнено, например, из
плунжера и цилиндра штангового насоса 78 и совмещено с регулирующим элементом 20,

функцию которого может выполнять боковое отверстие в цилиндре, открываемое автоматически при снижении давления на приеме ЭН ниже допустимого значения. То есть в этом случае «О 2» выполняет функцию вспомогательного О для предупреждения срыва подачи ЭН 5. Другим вариантом этого решения может быть РЭ 20, установленный в скважинную камеру 50. Измерительные приборы 40 (индивидуальные или совмещенные с РЭ 20) целесообразно установить для каждого из О, например в скважинные камеры 50, а также в качестве измерительного прибора 40 следует использовать ТМС 10. Для перепуска свободного может быть создана дополнительная система в виде дополнительного трубопровода 53 расположенного снаружи колонны труб 2. При этом системой также можно управлять, например, с помощью РЭ 20 установленного на трубопроводе 53 над пакером с помощью тягового органа (гибкого элемента) в виде проволоки 42.

На фиг 36 показан вариант с МНТ, где РЭ 20, расположены над верхним пакером. Здесь ПФ из О 1 поступает через радиальный канал 14 МНТ 87 в кольцевое пространство 89 между трубопроводом 3 и дополнительным трубопроводом 71 поднимается вверх к МНТ 88, расположенной над верхним пакером, где он через радиальный канал 90 поступает в съемный РЭ 20 посаженный в осевой канал МНТ 88, выполненной в виде ниппеля 36. Далее он смешивается с ПФ, добываемым из О 2 на заданном режиме, который устанавливается с помощью съемного РЭ 20, посаженного в осевой канал МПТ 12, выполненной в виде ниппеля 37, и поступает по трубопроводу 3 через радиальный канал 24 в МПТ 22, через кожух 18 на прием 6 ЭН 5. В случае когда ЭН 5 спущен в зумпф скважины и пакер 4 изолирует от него вышерасположенный О использование кожуха 18 обязательно. В этой схеме имеется возможность отключения на время исследования каждого из ЭО с помощью установки канатной техникой соответствующих РЭ 20, а верхний РЭ 20 при отсутствии верхнего участка трубопровода 3 выполняет также функцию разделителя 38 ПС от колонны труб 2.

На фиг. 37 показан вариант управления режимами двух О (О 2 и О 3) с помощью РЭ 20 с тремя или двумя посадочными поверхностями и в общем случае двумя радиальными каналами 21 и дополнительным радиальным каналом 91, выполненный на данной схеме сквозным. В данный канал может быть установлен штуцер 16 для регулирования дебита «О 2». Этот РЭ 20 верхним посадочной поверхностью устанавливается в ниппель 37, выполняет функцию разделителя 38 и/или в осевой канале МПТ 12 (вторая посадочная поверхность может быть совмещенная с первой), а нижней (третьей) посадочной поверхностью, может устанавливаться в ниппель 36 размещенный на верхнем конце трубопровода 3.

На фиг. 38 показано в укрупненном плане МНТ, расположенная над пакером и выполненная в виде МПТ 12 со связанными с ним трубопроводом 71, РЭ 20, выполненным с тремя или двумя посадочными поверхностями для нижнего ниппеля 36, расположенного на верхнем конце колонны 3, для ниппеля 37 для герметизации разделителя 38 и для осевого канала 15 в МПТ 12. При этом радиальный канал 14 изолируется от полости колонны труб и от кольцевого пространства 89 герметизирующими элементами 32.

На фиг. 39 приведен вариант РЭ 20, выполненного в виде глухой пробки 34 для гидравлических каналов обоих ЭО. Эта глухая пробка также является разделителем 38, она может быть установлена и извлечена из посадочного гнезда за ловильную головку 29.

На фиг. 40 приведен другой вариант съемной глухой пробки 34 для гидравлических каналов обоих О, со сквозным отверстием 28, которое позволяет закачивать рабочий агент в «О 1» на заданном режиме, задаваемый диаметром штуцера 16.

На фиг. 41 показан РЭ 20, который выполнен в виде глухой пробки 34 для верхнего О - «О 3» и регулятора 35 в виде сужающего устройства - штуцера 16 в радиальном канале 91 для «О 2». При этом в верхней части РЭ 20 может быть обратный клапан в виде седла 30 и шара 31 для стравливания свободного газа.

На фиг. 42 показан РЭ 20, который выполнен в виде глухой пробки 34 для нижнего О - «О 2» и регулятора 35 в виде сужающего устройства - штуцера 16 в радиальном канале 21 для «О 3». При этом в верхней части РЭ (как и в фиг. 41) может быть обратный клапан.

На фиг. 43 приведен вариант разделителя 38 и РЭ 20, 35, в котором дебит «О 2» и «О 3» определяется (задается) внешним диаметром его поверхности. При этом верхняя часть разделителя 38 выполнена с манжетами 32 для герметизации ПС от внутренней полости колонны труб 2.

На фиг. 44 приведен вариант, аналогичный фиг. 43 со сквозным каналом 28, который позволяет закачивать рабочий агент в «О 1», «О 2» и «О 3».

На фиг. 45 показан РЭ 20 для закачки рабочего агента только в «О 2» через штуцер 16 в радиальном канале 91 или в осевом несквозном канале 27.

На фиг. 46 показан РЭ 20 для закачки рабочего агента только в «О 3» через штуцер 16 в радиальном канале 21 или в осевом несквозном канале 27.

На фиг. 47 показан вариант РЭ 20 для закачки рабочего агента как в «О 3» через штуцер 16 в радиальном канале 21, так и в «О 2» через штуцер 16 в радиальном канале 91 или через штуцер в осевом несквозном канале 27.

На фиг. 48 показан вариант РЭ 20 для закачки рабочего агента сразу во все О: в «О 3» через штуцер 16 в радиальном канале 21; в «О 2» через штуцер 16 в радиальном канале 91 и в «О 1» через штуцер 16 в осевом сквозном канале 28.

На фиг. 49 приведена компоновка с разделителем 38 для герметизации ПС от колонны труб, и РЭ 20 для управления режимами (дебитами) ЭО. Они 38 и 20 выполнены в виде плунжера, который в зависимости от положения в посадочном гнезде 15 МПТ 12 может выполнять различные функции, при выполнении функции РЭ: либо РЭ 35 только для «О 3», при этом радиальный канал 14 в МПТ 12 сообщается с радиальным каналом 21 в плунжере, связанного через несквозной осевой канал 27 с трубопроводом 3, а нижняя часть этого плунжера 34 изолирует гидравлический канал 89, образованный в кольцевом пространстве между концентрически расположенными трубопроводами 3 и дополнительным трубопроводом 71 для ПС «О 2», соединенных друг с другом с помощью МНТ 87. Это осуществляется путем герметизации нижнего конца плунжера 34 без или с манжетами 32 в ниппеле 36, расположенном в верхней части трубопровода 3; либо для сообщения с ЭН 5 одновременно «О 3» и «О 2» путем его 35 перемещения вверх на одну позицию, положение которой может устанавливаться с помощью фиксатора 33 (на фиг показано первой нижней пунктирной линией); либо для сообщения с ЭН 5 только «О 2» путем его 35 перемещения вверх на следующую позицию (на фиг. показано второй нижней пунктирной линией), при этом плунжер 34 перекрывает герметично с помощью манжет 32 канал 14 от трубопровода 3; либо при перемещении плунжера вниз (на одну позицию по сравнению с положением показанном на фиг 3 верхней пунктирной линией), при этом радиальный канал 14 гидравлически сообщается через несквозной канал 27, выполненный в верхней части плунжера с внутренним пространством колонны труб 2 или полой колонны штанг 47. Это канал может быть использован либо для воздействия (глушения) на «О 3», либо для отвода свободного газа через клапан 31 установленный в седле 30 и через полую колонну штанг, либо для добычи ПФ из «О 3» по индивидуальному каналу в виде колонны полых штанг или по колонне труб на время остановки ЭН 5. Положением РЭ 20 в виде плунжера можно управлять с помощью колонны штанг 47 либо изменением давления в колонне труб 2, преодолевая усилие фиксатора 33.

На фиг. 50 приведен вариант эксцентричного расположения трубопроводов 3 и дополнительного трубопровод 71 снизу в МНТ 92 с дополнительным эксцентричным несквозным каналом 94, а сверху - над верхним пакером 74, в МНТ 93, в которой выполняют дополнительное осевое отверстие 95. Дополнительный трубопровод 71 гидравлически связывает канал 94 и 95, по которым ПФ из «О 2» предварительно

5 поднимаются в МНТ 93, расположенную над верхним пакером 74. Образованный гидравлический канал ПС «О 2» может перекрываться с помощью съемной глухой пробки 34, установленной соответственно в ниппель 36, и выполняющей одновременно функцию разделителя 38 ПС «О 2» от колонны труб 2, а его дебит может изменяться с помощью установки в сквозной канал 95 МНТ 93 РЭ 20, 35 с заданными регулировочными характеристиками. В ниппель 37 также с помощью канатной техники 10 устанавливается разделитель 38 для ПС «О 3» или глухая пробка 34. РЭ 20, 34, 35 может быть использован либо для перекрытия потока из «О 3» путем герметизации радиального канала 96, сообщающего осевой сквозной канал 95 со сквозным каналом 15 15 или для регулирования дебита «О 3», либо для перекрытия потока из «О 2», либо для регулирования дебита «О 2».

На фиг. 51 показана компоновка аналогичная фиг. 50, с той лишь разницей, что 20 дополнительный трубопровод 71 в нижней части соединяется с МРТ 67, а МНТ 97 позволяет соединить эксцентрическую секцию трубопровода 3 с секцией трубопровода 3, расположенной в колонне труб концентрически (в центре колонны труб).

На фиг. 52 представлен вариант компоновки, в которой добываемая продукция «О 25 2» перепускается вверх из под пакера 74 в пространство над пакером 74 за колонной труб 2 с помощью ПС в виде двух МРТ - нижней 67 и верхней 70, соединенных между собой трубопроводом 71. При этом гидравлический канал ПС «О 2» может перекрываться с помощью РЭ 20, выполненного, например в виде клапана 31 установленного на седле 30 с помощью гибкого элемент 40. Другая ПС для суммарной добычи углеводородов из «О 2» и «О 3» выполнена из МНТ 98 со встроенным РЭ 20, с помощью которого может быть 30 перекрыт приток ПФ с этих О, полностью или частично. РЭ 20 представлен в виде седла и клапана, управляемого натяжением соответствующего ему гибкого элемента 42 без или с защитным кожухом 53. Другой возможностью регулирования дебитом может быть 35 установка в ниппель 37 совместно с разделитель 38 либо глухой пробки 34, либо регулятора 35. Смешанная продукция из «О 2» и «О 3» поступает сверху -вниз на прием б 40 ЭН 5 по трубопроводу 3, который выполнен в виде отдельных секций, причем для соединения эксцентрической и концентрической секции трубопровода 3 используют специальные муфты с эксцентриситетом 99.

45 На фиг. 53 показан вариант эксплуатации двух О после проведения на них гидроразрыва пласта (ГРП). Здесь для предупреждения поступления проппанта (мехпримесей, абразивных частиц) в ЭН 5, для каждого из О устанавливают фильтр 100. Для нижнего О фильтр 100 может быть установлен под механическим пакером 50 спущенном на хвостовике 71, а для верхнего О фильтр (например, гравийный) может быть установлен внутри ПС. Попутный газ может отделяться от жидкой части пластовых ПФ с

помощью сепаратора 101 и отводится по трубопроводу 53 в затрубное пространство над пакером 4 или над верхним пакером 74 или на заданную высоту над ЭО 2, или на устье скважины. Причем на этом канале также может быть использован РЭ 20 без или с совмещением его с ИП 40.

На фиг. 54 приведен вариант с перевернутым ЭЦН, то есть ПЭД 7 расположен выше ЭН 5. При этом ПФ из О 1, расположенным над пакером 4, а также ПФ из О 2, расположенного над пакером 74 при режимах, заданных с помощью соответствующих им РЭ 20, поступает через радиальный канал 14 МПТ 12, трубопровод 3, радиальный канал 24 МПТ 22 во внутреннюю полость кожуха 18 (с кабельным вводом 19), изолированную от затрубного пространства, и далее на приме 6 ЭН 5, охлаждая при этом ПЭД 7. После увеличения давления ПФ ЭН 5, он извлекается на поверхность по колонне труб 2 через радиальный канал 103 МРТ 102 (для ПФ высокого давления). При этом попутный газ из О 1 направляют в затрубное пространство над верхним пакером 74 по перепускной системе 46 с обратным клапаном или по трубопроводу 53.

На фиг. 55 приведен вариант компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких О (М О) с помощью ЭН 5. Здесь ПФ из «О 2», «О 3». ... и «О М-1» предварительно поднимаются через перепускные узлы 69 и дополнительные трубопроводы 71 в через МРТ 70 в пространство за колонной труб над верхним пакером, где может быть еще один «ЭО М». При этом каждая из МРТ 70, оснащается либо ИП 40, либо РЭ 20, с возможностью установки заданного режима работы соответствующего этой ПС О, либо и тем 20 и другим 40 одновременно (вместе). Причем РЭ 20 может быть выполнен либо в виде клапана, управляющего с поверхности с помощью гибкого элемента 42, либо электроприводом по силовому кабелю 8 с электрораспределительным устройством 72 или по геофизическому кабелю 43, либо гидроприводом с помощью импульсной трубки 56 или шланга высокого давления 56, а информация о регистрируемых физических величин от ИП 40 поступает на поверхность либо по геофизическому кабелю 43, либо по оптоволоконному кабелю 44, либо по силовому кабелю 8, либо по гидроприводу 56, либо по колонн труб 2. РЭ 20 может быть выполнен с автономным управлением, в зависимости от параметров потока ПФ (обратный клапан, от перепада давления, клапан, срабатывающий от давления «до себя» или «после себя», клапан, срабатывающий от импульса давления и пр.). Жидкая часть пластовых ПФ (прежде всего попутная вода и нефть) из «О 2», «О 3», ... и «О N-1» смешивается в затрубном пространстве и поступает, через радиальный канал 14 в МРТ 67, в которой также может быть установлен ИП 40 с дистанционной передачей измеряемых параметров

на поверхность, например по геофизическому кабелю 43 или по силовому кабелю 8. Затем ПФ перетекают сверху - вниз по трубопроводу 3 через радиальный канал 24 МРТ 68 на прием 6 ЭН 5. Где они смешиваются с ПФ «О 1» если он имеется под ЭН 5, а если этот «О 1» отсутствует, то ПФ предварительно проходят через кожух 18 для охлаждения ПЭД 7. В том случае если на прием ЭН поступает только вода, то для ее утилизации можно использовать ЭН в перевернутом исполнении - с расположением ПЭД над ЭН. В верхней части компоновки может быть установлено МПТ 12 для отвода на поверхность по центральному трубопроводу газообразной части ПФ и жидкой части, состоящей из легких углеводородов (газоконденсат, нефть). Кроме этого газ может отводиться на поверхность по затрубному пространству.

На фиг. 56 иллюстрируется применение струйного аппарата состоящего из приемной камеры 104 (в виде ниппеля с посадочной поверхностью) и сменного (например, с помощью канатной техники или свободным сбросом его вымываемой вставки) рабочего органа 105 (сопла, смесительной камеры и диффузора). В приемную камеру струйного аппарата 104 поступает ПФ (например, нефть, чтобы не попадать на приеме ЭН 5 и не образовывать водонефтяную эмульсию) из «О 3». Расход потока замеряется с помощью измерительного прибора 40. При необходимости можно перекрыть «О 3», установкой в ниппель 104 сменного РЭ 20 (в виде глухой пробки 34 вместо рабочего органа 105) без или с ИП 40. ПФ из О 2 поступают через ИП 40 в перепускную систему - через радиальный канал 14 МРТ 67 по кольцевому пространству между колонной труб 2 и трубопроводом 3 далее через радиальный канал 24 МРТ 68 на прием ЭН 5. Где они смешиваются с ПФ О 1 (например, высокообводненной продукции) и нагнетаются ЭН 5 в колонну труб 2, минуя внутреннюю полость трубопровода 3 и пройдя через сопло рабочего органа 105 струйного аппарата.

Реализации способа осуществляется в следующей последовательности.

Спускают его в эксплуатационную колонну 1 скважины колонну труб 2 ниже пакера 4 с кабельным вводом 11 ЭН, включающий ЭН 5 с приемом (входным модулем) 6, (ПЭД) 7 с силовым кабелем 8, гидрозащитой 9 и телеметрической системой (ТМС) 10. Колонну труб 2 с пакером 4 оснащают ПС, выполненный с возможностью сообщения через себя О. Причем эта гидравлическая связь между О может регулироваться на заданном режиме вплоть до полного их разобщения. Для этого размещают внутри (в гидравлическом канале ПС) или снаружи (между ПС и этим эксплуатируемым и/или исследуемым О) ПС, по крайней мере, один: РЭ 20, перекрывающий притока из одного О; или/и ИП 40 для замера параметры притока ПФ, добываемого из исследуемого О. Подбирают ЭН (поз 5-10) с рабочими параметрами в соответствии с суммарным дебитом

ЭО (пластов) и располагают его на глубине выше, ниже или на уровне нижнего эксплуатируемого О («О 1») для добычи из него ПФ. Выше ЭН 5 на колонне труб 2 устанавливают ПУ, например МПТ 22, выполненную с эксцентричными каналами 23 для подъема (пропуска) добываемого ПФ и радиальным (перекрестным) каналом 24 с осевым каналом 25 для притока ПФ верхнего О - («О 2») через трубопровод 3. Еще выше устанавливают пакер 4 разделяющий нижний О («О 1») от верхнего ЭО («О 2»). Выше пакера 4 на колонне труб 2 устанавливают МПТ 12, выполненную с эксцентричными каналами 13 для подъема (пропуска) добываемого ПФ и радиальным (перекрестным) каналом 14 с осевым выходом 15 для притока ПФ из верхнего О - («О 2») через трубопровод 3 к МПТ 22. Подбирают трубопровод 3 с рабочими параметрами, выбранными в соответствии с дебитом «О 2», отдельно **спускают** его во внешнюю колонну труб 2 выше МПТ 22 в виде внутренней колонны труб 3 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего эксплуатируемого «О 2» для добычи из него ПФ по внутренней колонне труб 3. Это позволяет разделить потоки ПФ «О 2» и «О 1». Условно можно выделить несколько состояний О.

1. Эксплуатация О при добыче его ПФ.

При этом жидкую часть ПФ направляют на прием работающего ЭН 5, где их смешивают с ПФ другого (других) О. Затем после поступления пластовых ПФ на прием ЭН 5 он увеличивает их давление и под напором нагнетает на поверхность по колонне труб 2. При извлечении пластовых ПФ они проходят через обратный клапан ЭН, затем через пространство, образующееся между колонной труб 2 и ПС (на большем участке между колонной труб 2 и трубопроводом 3). Это пространство может различаться в зависимости от применяемой ПС (например, в варианте с МПТ его можно считать кольцевым).

2. При исследовании ЭО можно выделить два случая:

1. Перекрывают поток (приток) ПФ к приему ЭН 5, по меньшей мере, из одного О, расположенного над пакером 4. То есть гидравлически разобщают этот О от другого О и от приема ЭН 5. Эта операция осуществляется с помощью РЭ 20, установленного внутри или снаружи ПС, а именно в гидравлическом канале ПС или между ней и этим перекрываемым О. При этом обеспечивают поступление ПФ от другого (других) О к приему работающего ЭН 5 и определяют параметры добываемой продукции без ПФ, перекрытого О. Зная изменения этих параметров, определяют параметры отключенного О.

2. Измеряют параметры потока (приток) ПФ к приему ЭН 5, по меньшей мере, из одного исследуемого О, расположенного над пакером. То есть регистрируют одну или

несколько физических величин потока ПФ - расход, давление, температура, обводненность, газосодержание и другие его физико-химические свойства. Эта операция осуществляется с помощью ИП 40, расположенного внутри или снаружи ПС, а именно в гидравлическом канале ПС или между ней и этим исследуемым О.

3. Воздействие на О рабочим агентом, прежде всего для его глушения или изменения его продуктивности.

При монтаже скважинной установки спускают колонну труб 2 вместе с пакером 4, который может быть выполнен без или с кабельным вводом 11. Пакер 4 устанавливают, по меньшей мере, под одним эксплуатируемым О, расположенным выше ЭН 5. Колонну труб 2 оснащают, по меньшей мере, одной ПС, образуя при этом гидравлический канал, сообщающий пространства над и под пакером. Этот гидравлический канал проходит внутри колонны труб 2, через ее внутреннюю полость и через внутреннюю полость, по меньшей мере, одного пакера. По этому гидравлическому каналу обеспечивают приток жидкой части ПФ этого О сверху-вниз к приему ЭН при заданном дебите. То есть осуществляют заданный режим потока от этого О к ЭН 5. Этот режим устанавливается с помощью РЭ 20 с заданной регулировочной характеристикой. РЭ 20 устанавливают в гидравлическом канале ПС, при этом гидравлический канал открывается полностью или частично, или перекрывается полностью. В последнем случае происходит полное разобщения этого О от приема ЭН и от другого О. То есть О разобщаются (изолируются) между собой.

ПС создают с помощью трубопровода, выполненного в виде: отдельной трубы, с внешним диаметром, проходящим через пакер 4, при этом ее герметично присоединяют на резьбе к нижней МПТ 22, а верхним концом к МПТ 12; участка внутренней колонны труб, проходящего через пакер 4, при этом на нижнем ее участке выполняют герметизирующий элемент 17 или ее герметично присоединяют к нижнему МПТ 22 на резьбе - левой или правой, а верхним концом к верхней МПТ 12; комбинации из отдельной трубы и внутренней колонны труб, при этом труба с внешним диаметром, меньше проходного отверстия в пакере 4, своим нижним концом присоединена на резьбе к нижней МПТ 22, а на верхнем конце устанавливают разъединитель колонный, в который потом спускают внутреннюю колонну труб; полых штанг; непрерывной гибкой трубы; шланга с соединительными элементами и пр.

Трубопровод 3 соединяет, по меньшей мере, две (соседних): МПТ 22 и 12 (см. фиг. 1); МРТ 67 и 68 или 69 и 70 (см. фиг. 21); МНТ 87 и 88 (см. фиг. 36).

Существует несколько вариантов создания ПС: 1.

1. Ее создают при спуске колонны труб 2 с ЭН 5 и пакером 4.
2. Ее создают после спуска колонны труб 2 с ЭН 5 и пакером 4.

2.1. Последующим спуском трубопровода 3 в виде внутренней колонны труб (постоянного или переменного диаметра) от МПТ или МНТ до подвески трубопровода в
5 трубодержателе дополнительной трубной головки фонтанной арматуры.

2.2. Последующей установкой в посадочное гнездо разделителя 38. Посадочное гнездо может быть выполнено без или с герметизирующими элементами - герметичными
10 уплотнительными манжетами 32. Это посадочное гнездо расположено в верхнем конце ПС. Разделитель герметизирует ПС от внутренней полости колонны труб 2. При этом он может быть выполнен либо в виде глухой пробки 34, тогда ее устанавливают с помощью канатной техники, либо в виде шара или плунжера, тогда его свободно сбрасывают в
15 колонну труб и он прижимается к ниппелю перепадом давления сверху вниз, либо в виде плунжера без или с герметизирующими элементами, тогда его спускают на колонне штанг 47 без или с закреплением на замковой опоре, установленной в колонне труб 2, в
20 последнем случае при спуске колонны полых штанг 47 их используют для отвода свободного газа на поверхность. Разделитель 38 может быть совмещен с РЭ 20 и с ИП 40.

ПС образуют, с помощью, по меньшей мере, двух МПТ 12 и 22 (см. фиг.1). Эти МПТ расположены соответственно над 12 и под 22 пакером 4. Каждый из них имеет
25 радиальный канал 14 и 24 эксцентричный канал 13 и 23. Причем радиальный 14, 24 и эксцентричный 13, 23 каналы гидравлически изолированы друг от друга. Эти МПТ 12 и 22 соединены между собой трубопроводом 3 (внутренней колонной труб), проходящего
30 внутри пакера и внутри (внешней) колонны труб 2, от нижней МПТ 22, герметизируя нижнюю его часть уплотнительными кольцами (манжетами): либо до верхней МПТ 12, при этом верхнюю его часть герметизируют с МПТ резьбовым соединением или
35 уплотнительными кольцами; либо до глубины, где давление внутри трубопровода 3 больше чем давление в колонне труб 2, при этом верхнюю часть трубопровода без или с разъединителем 82 оставляют свободной без или с обратным клапаном 81; либо до
40 трубодержателя дополнительной трубной головки фонтанной арматуры.

РЭ 20 может быть выполнен сменным. Причем его устанавливают в соответствующее ему посадочное гнездо, расположенное в ПС с помощью канатной
45 техники, то есть без подъема колонны труб. При этом существует возможность извлечения этого РЭ и замены его на другой РЭ 20. Посадочное гнездо, может быть выполнено: либо непосредственно в МПТ; либо в ниппеле 36 расположенном в
50 трубопроводе 3 (внутренней колонны труб) под или/и над соответствующей МПТ 12; либо в кармане скважиной камеры, соединяя при этом внешнюю полость колонны труб 2 с внутренней полостью трубопровода 3.

РЭ 20 может иметь несколько исполнений (см. фиг. 2-7): в виде глухой пробки 34 без или со сквозным осевым отверстием 28, гидравлически изолированным от радиального канала МПТ 14, при этом он изолирует приток ПФ из соответствующего ЭО; в виде сужающегося устройства, клапана 35, при этом он обеспечивает регулируемый приток сверху - вниз жидкой части ПФ соответствующего О через радиальный канал 14 МПТ 12 по радиальному каналу 21 в несквозное осевое отверстие 27, расположенное снизу и гидравлически сообщающееся с трубопроводом 3 (внутренней колонной труб); в виде сужающегося устройства, клапана 35, при этом он обеспечивает нагнетание сверху - вниз рабочего агента для глушения или воздействия на соответствующий О по колонне труб через несквозное осевое отверстие 27, расположенное сверху РЭ, по его радиальному каналу 21, гидравлически связанному с радиальным каналом 14 МПТ 12; в виде сужающегося устройства, клапана 35, при этом он осуществляет переток ПФ или рабочего агента по радиальному каналу 21 РЭ (клапана) 35, гидравлически связанному с одной стороны с радиальным каналом 14 МПТ 12, а с другой стороны с трубопроводом 3 (внутренней колонной труб) снизу и/или сверху через сквозное осевое отверстие 28 в РЭ 20 или 35.

РЭ 20 устанавливают в ПС с возможностью изменения конфигурации ее гидравлического канала (закрыт, открыт, частично открыт для притока ПФ и/или закачки рабочего агента) без подъема колонны труб с помощью колонны штанг 47. Причем регулировочную характеристику РЭ изменяют либо возвратно-поступательным движением колонны штанг, либо вращением колонны штанг. При этом обеспечивают приток из О, расположенного выше пакера, открывая гидравлический канал ПС. В другом случае при изменении положения колонны штанг перекрывают приток из этого О. В третьем случае с помощью колонны штанг регулируют дебит этого О, задавая его технологический режим. При эксплуатации нескольких О, расположенных выше ЭН 5 и пакера, с помощью колонны штанг 47 сначала закрывают гидравлический канал для самого верхнего О, затем последовательно сверху - вниз для других ЭО.

РЭ 20 может быть выполнен в виде шара или плунжера, который устанавливают в ПС путем свободного сброса в колонну труб 2 или в трубопровод 3, расположенный внутри колонны труб. После его свободного падения он садится в посадочное гнездо, расположенное в заданном месте ПС (в верхней части) При этом РЭ либо герметизирует гидравлический канал ПС на заданном месте, либо перекрывая его сечение частично для обеспечения заданного дебита из соответствующего О во время его эксплуатации, либо закрывает (полностью) гидравлический канал ПС на время исследования соответствующего ЭО.

РЭ 20 извлекают или заменяют его на другой съемный РЭ для воздействия рабочим агентом, по меньшей мере, на один ЭО с целью глушения или изменения его продуктивности, значение которого отслеживают по темпу восстановления соответствующего ему забойного давления, либо после остановки ЭН 5, либо после перекрытия притока ПФ к его приему с помощью клапана - отсекаателя, либо после закачки в данный О рабочего агента, причем в качестве **рабочего агента** воздействуют на О жидкостью глушения, или составом для интенсификации добычи нефти, для водоизоляции, для газоизоляции, для предупреждения пескопроявления, для предупреждающим образование гидратов, или ингибитором солеотложения, коррозии, асфальто-смоло-парафино отложений, или деэмульгатором для разделения воды и нефти, или составом для сохранения мелкодисперсной ГЖС.

РЭ 20 может быть установлен в ПС стационарно перед спуском колонны труб. Он может быть размещен в радиальном канале 14 или осевом канале 15 МПТ 12, либо в трубопроводе 3, расположенном внутри колонны труб 2, либо в радиальном канале 24 МПТ 22, либо во внутреннюю полость пакера 4 без или с дополнительными узлами (элементами), присоединенными непосредственно к этому пакеру 4.

При стационарной установке РЭ, он может быть выполнен в виде: гидравлического канала ПС с заранее установленной характеристикой, определяемой диаметром ее отдельных элементов - трубопровод, радиальный канал МПТ или МРТ, или МНТ без или с установкой штуцера, дросселирующего поток ПФ; обратного клапана, обеспечивающего пропуск ПФ только в одну сторону (сверху вниз); клапана-отсекателя, полностью перекрывающего поток ПФ по гидравлическому каналу ПС на время исследования, сужающего устройства или РЭ, изменяющего свою регулировочную характеристику от давления или перепада давления, или температуры или от импульса давления; клапана, изменяющего свою регулировочную характеристику при управлении с поверхности с помощью электропривода или гидропривода; автономного регулятора с электроприводом, расположенного внутри или в непосредственной близости от ПС, срабатывающего от давления или в заданный промежуток времени.

При этом срабатывание клапана-отсекателя 20 или изменение регулировочной характеристики сужающего устройства 35 происходит либо от изменения давления в колонне труб или трубопроводе, либо от перепада давлений (между ПС и колонной труб или между пространством за колонной труб над и под пакером), либо от импульса давления (см. например патент РФ № 2291949).

Особенно эффективно может быть использование регулятора давления «после себя». Если давление в ПС, а значит и на приеме ЭН 5, будет снижаться, то затвор

приоткрывает гидравлический канал ПС и увеличит расход ПФ, поступающего к приему ЭН 5 с верхнего О. Тем самым, предупреждается срыв подачи ЭН. В этом случае верхний О может устранять дисбаланс между продуктивности нижнего О и заведомо более

5 производительного ЭН.

Для управления клапаном-отсекателем, сужающим устройством, регулятором искусственно изменяют технологический режим работы скважины. Его можно изменить:

10 сменой оборотов ЭН 5 за счет изменения частоты тока для асинхронного Г1ЭД 7, или изменение напряжения или ЭДС для вентильного электродвигателя 7; изменением устьевого (буферного и/или межтрубного и/или затрубного) давления. В этом случае

15 увеличивают давление в колонне труб путем установки устьевого штуцера или регулятора, или временным закрытием задвижки, или подачей рабочего агента агрегатом или из системы ППД (поддержания пластового давления). Можно также уменьшить

20 устьевое давление, например, с помощью струйного аппарата, используемого более высокую энергию флюида, извлекаемого из скважины с помощью ЭН или энергию рабочего агента нагнетаемого из системы ППД. Другими способами снижения устьевого

25 давления является остановка ЭН 5, или свабирование скважины.

Следующим вариантом управления (регулирования) дебитом (ПФ. углеводородов), по меньшей мере, для одного ЭО, расположенного выше пакера, а также воздействия на него рабочим агентом, с помощью, по меньшей мере, одного РЭ 20 является натяжения

30 (использование), по меньшей мере, одного гибкого элемента в качестве тягового органа 42 для полного или частичного перекрытия, по меньшей мере, одного гидравлического канала ПС.

При этом в качестве гибкого элемента (тяговый орган) может быть проволока 42,

35 либо трос 42, либо канат 42, либо кабель 43, либо шланг, либо веревка, либо цепь, либо провод, либо леска, либо полотно ткани и пр.

В этом случае клапан (шар, тарелка) РЭ может быть выполнен сбалансированным -

40 находящимся всегда под действием гидродинамических сил, самопроизвольно либо закрывающимся, либо открывающимся при снятии растягивающей нагрузки на гибкий элемент. Тогда по нагрузке натяжения гибкого элемента можно определять степень

45 открытия клапана.

В качестве РЭ также можно использовать штанговый глубинный насос 78 с радиальным каналом, размещенным на боковой стенке цилиндра, без или с

50 дополнительным всасывающим клапаном (например, см. АС СССР № 1323743, КЛ.Р04В47/02, 1987). При этом устанавливают этот штанговый насос 78 в верхней МПТ 12 или в МНТ. Причем в зависимости от его конструктивного исполнения штанговый насос

могут применять либо для отсекаания потока ПФ из О, расположенного выше пакера. за
счет перекрытия плунжером радиального канала в боковой стенке цилиндра, либо для
5 регулирования поступления этого ПФ на прием ЭН путем частичного перекрытия
плунжером этого радиального канала, выполненного в виде продольной щели. Изменяя
ширину окна изменяют расход притока ПФ из вышерасположенного О до согласования
суммы дебитов с номинальной производительностью ЭН 5. Другим назначением
10 штангового насоса может быть индивидуальная откачка ПФ из О расположенного выше
пакера одновременно с работой ЭН или в момент остановки ЭН 5. Еще одним вариантом
использования штангового насоса является индивидуальная откачка ПФ из О,
15 расположенного под пакером. Аналогичная схема может быть использована для откачки
пластовых ПФ из одновременно эксплуатируемых О (например, при производительности
ЭН меньше суммарного возможного дебита пластов).

В качестве РЭ для прекращения притока ПФ к приему 6 ЭН 5, по меньшей мере, из
20 одного О, расположенного выше пакера 4, используют дополнительный многоразовый
пакер 54, путем его временной посадки и перекрытия гидравлического канала ПС или
затрубного пространства между ней и этим О. Причем в качестве такого пакера
25 используют либо электромеханический пакер, управляемый электроприводом подачей
тока по кабелю 43 или 8 с поверхности или от автономного источника питания
(аккумулятор, внутрискважинный генератор) и срабатывающий при создании в колонне
30 труб избыточного давления, либо «надувной пакер» 54, управляемый закачкой рабочего
агента по шлангу 56, импульсной трубке 56 или созданием в колонне труб избыточного
давления, либо гидравлический пакер, срабатывающий при создании избыточного
35 давления в колонне труб или в трубопроводе, либо механический пакер, срабатывающий
при изменении нагрузки на колонне труб или на трубопроводе, либо **«жидкий пакер»**,
устанавливаемый путем закачки рабочего агента с заданным статическим напряжением
через затрубное пространство или трубопровод, или колонну труб, с последующим
40 удалением временного «жидкого пакера» путем продавливания нагнетанием рабочего
агента или закачкой деструктора, или он разлагается самопроизвольно через заданный
промежуток времени.

Если ЭН 5 спускают на колонне труб 2 под нижний эксплуатируемый О, то его
45 (компоновку) оснащают кожухом 18, а пакер 4 устанавливают под или над этим О. В этом
случае также можно применить компоновку с расположением ПЭД 7 над ЭН 5
(перевернутый ЭЦН) с отводом нагнетаемого ПФ на поверхность по одному из
50 следующих каналов: 1. Через внешний трубопровод 53 и в колонну труб 2 через МРТ,
установленную над ПЭД (при расположении нижнего О под пакером 4); 2. Через

наружную полость кожуха 18, изолированную от её внутренней полости куда поступают по ПС ПФ из О, расположенного над пакером, гидравлически связанную с колонной труб 2, (при расположении нижнего О над пакером 4); 3. Через внутреннюю полость кожуха 18 гидравлически связанного с выкидным модулем ЭН 5, при этом ПЭД охлаждается нагнетаемым флюидом, а кожух 18 либо прикрепленного нижним концом к выкидному модулю насоса расположенного в верхней его части, либо гидравлически связан через внешний трубопровод 53 с выкидным модулем, расположенного в нижней части ЭН 5 (перевернут). А верхним концом кожух присоединен к колонне труб над ПЭД и гидравлически связан с ней. При этом внутренняя полость кожуха изолирована от его наружной полости, которая в свою очередь с одной стороны гидравлически связана с перепускной системой О, расположенного над пакером с помощью МРТ или МПТ, а с другой стороны с приемом 6 ЭН 5; В этих случаях ИП 40 в виде телеметрической системы 10, прикрепленной к верху ПЭД, регистрирует параметры нагнетаемого ПФ, то есть ПФ без свободного газа, что позволяет с большой точностью определять массовый и объемный расход жидкой части ПФ. Если на приме ЭН 5 поступает одна вода, то в этом случае её можно закачивать в один из О.

Если ЭН 5 располагают над нижним эксплуатируемым О, то при обеспечении дебитом нижнего О достаточного охлаждения погружного электродвигателя 7 на рабочем режиме, ЭН 5 не оснащают кожухом, а в противном случае его оснащают кожухом 18.

При эксплуатации О из подпакерного пространства, сообщенного с приемом 6 ЭН 5, отводят свободный попутный газ. При этом его направляют либо по уже образованному гидравлическому каналу ПС, используемому для притока к приему ЭН 5 ПФ из О, расположенного выше пакера 4, либо по дополнительно созданной ПС для отвода свободного газа по индивидуальному гидравлическому каналу, аналогичному ПС для притока ПФ или в виде трубопровода 53 снаружи колонны труб 2 (через кабельный ввод 5 пакера 4). Газ поступает в затрубное пространство над пакером 4 или над эксплуатируемым О, расположенным выше пакера 4. Затем из надпакерного пространства свободный газ (газообразная часть флюида, попутный газа) поднимают вверх на поверхность по затрубному пространству и/или по (вспомогательному, внутреннему) трубопроводу. Этот трубопровод 3 может быть расположен внутри колонны труб 2 и гидравлически связан, неиспользуемому для извлечения (подъема) ПФ на поверхность без или с отводом его в колонну труб для создания газлифтного эффекта.

В процессе эксплуатации О, расположенного над пакером, перед тем как направить его ПФ к приему 6 работающего ЭН 5, до поступления их в гидравлический канал ПС или непосредственно в гидравлическом канале ПС от него отделяют элементы (компоненты)

отрицательно влияющие на работу ЭН, а именно: сепарируют свободный газ без или с помощью сепаратора; отделяют мехпримеси - песок, проппант, оксиды железа с помощью фильтра на входе в ПС или пескосборника в хвостовике ПС или песочного якоря в нижней части гидравлического канала; вязкую нефть с помощью демульгатора, причем осуществляют эти процессы без или с подводом дополнительной энергии (например, при разгазировании ПФ воздействуют ультразвуком) без или с подачей рабочего агента.

Если ЭО расположен ниже ЭН 5 (без кожуха), то между ними создают фильтр, отделяя этот О пакером. Пакер могут установить на хвостовике насоса или на предварительно спущенной колонне труб с последующим герметичным соединением с помощью разъединителя. В обоих случаях, хвостовик или нижняя колонна труб оснащены в нижней части фильтром (например, гравийным) для песка (исключая возможность попадания в ЭН 5 абразивных частиц) или сепаратором для газа (подавая жидкую часть ПФ на прием ЭН 5) или разделитель воды и нефти (воду подают на прием ЭН 5, а нефть в дополнительную колонну труб, а в верхней части (над пакером) - МРТ (например, в виде перфорированной трубы). То есть

О, расположенный над пакером 4 и ЭН 5 может быть изолирован (гидравлически разобщен от приема ЭН 5). В качестве такого О может быть: обводненный выработанный пласт; негерметичность эксплуатационной колонны; О еще не введенный в разработку. Причем его изолируют постоянно или временно. В последнем случае из этого О обеспечивают приток ПФ, открытием гидравлического канала в соответствующей ему (этому О) ПС, в заданный промежуток времени, например: на время запуска ЭН 5; на период вывода скважины на установившийся режим работы; до полного освоения эксплуатируемого О углеводородов; а также при превышении номинальной производительности ЭН над суммарным дебитом ЭО углеводородов. Последнее может быть при отклонении от оптимального режима из-за необеспеченного притока из низкопродуктивных О или отсутствия низко-дебитных ЭН с дебитом менее 20 м³/сут, или из-за неточности оценки потенциала ЭО скважины, особенно после ГТМ. Другим случаем временного подключения изолируемого О, даже если из него добывается одна вода, является целесообразность снижения влиянием отрицательных воздействий на эксплуатируемый О, например, снижение забойного давления ниже допустимого значения; на ЭН, например высокая концентрация абразивных частиц при выносе проппанта после гидроразрыва пласта или срыв подачи, или солеотложение; на лифт (подъемник), например, вероятность осложнений отложениями гидратов и асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), высокая концентрация коррозионно-активных

компонентов - сероводород, углекислый газ, кислород, активный хлор, вода, растворы солей, кислоты и щелочи.

5 ПФ направляют на прием работающего ЭН 5. При этом ЭН может работать непрерывно. В некоторых случаях может оказаться целесообразным запуск ЭН 5 только на определенное время. Например, только для освоения О углеводородов с высоким пластовым давлением и заглушенных жидкостью глушения, после полного освоения этого
10 О его можно эксплуатировать фонтанным способом без включения ЭН 5 или с периодическим его включением, для исследования параметров и характеристик О (пласта). Другим примером может быть низкая продуктивность О и тогда используют краткосрочное включение ЭН 5 для периодического отбора накопившихся жидких
15 пластовых ПФ. В этом случае если низко-продуктивных О много можно использовать схему поочередной эксплуатации О. Пока идет отбор из одного О, в других О происходит накопление пластовых ПФ. ЭН могут также запускать в работу для перехода от
20 непрерывной эксплуатации одного О (например, верхнего на фонтанном режиме) к одновременно - раздельной эксплуатации нескольких О (например, подключается нижний обводненный О).

25 На прием ЭН 5 по возможности направляют только жидкую часть ПФ воду и жидкие углеводороды - нефть и газоконденсат. Газообразную часть ПФ - попутный газ, природный газ, газ, выделившийся из газогидратов по возможности отделяют от жидкой
30 части ПФ, например с помощью газосепаратора, и направляют на дневную поверхность либо отдельно по трубопроводу 3, либо часть газа используют для создания газлифтного эффекта, смешивая его с жидкой частью ПФ на заданной глубине.

35 Другим вариантом для учета дебита ЭО, расположенного выше ЭН и пакера, является использование, по меньшей мере, одного ИП 40, установленного стационарно в ПС или между ней и исследуемым О или вместе с электродвигателем 7 ЭН 5 под или над ним. Например, с помощью телеметрической системой (ТМС) 10. При этом ИП 40
40 спускают, либо на проволоке 42, либо на кабеле 43, либо на колонне штанг 47, либо на трубопроводе 3, расположенном внутри колонны труб 2, либо на колонне труб 2, соединяя с индивидуальным кабелем 43 или с силовым кабелем 8 для электропозужного двигателя
45 7, или с кабелем для привода РЭ 43, используя этот кабель для питания ИП и/или для передачи измеряемых параметров на поверхность. При этом в качестве ИП 40 используют либо расходомер 41 механический или термоиндукционный, или электромагнитный, или вихревой, или ультразвуковой, либо манометр, либо термометр, либо уровнемер, либо
50 плотномер, либо резистивиметр, либо микрофон, либо шумомер, либо датчик

радиоактивности; либо видеокамеру, либо регистратор трассирующих агентов (индикаторы), либо регистратор компонент, характерных для ПФ исследуемого О.

5 Измеряют параметры притока ПФ, добываемого из исследуемого О, учитывая при этом его дебит, с помощью, по меньшей мере, одного индивидуального ИП 40 или ИП 40, совмещенный с РЭ 20 или ИП 40, совмещенный с разделителем 38. (ИП 40 в виде манометра размещают в корпусе глухой пробке). При этом ИП 40 и устанавливают с
10 возможностью замены без подъема колонны труб. Существует несколько вариантов:

1. ИП 40 или 41 временно спускают в трубопровод, расположенный внутри колонны труб на заданную глубину, по меньшей мере, под одно МПТ 12 на проволоке 42,
15 канате 42, геофизическом кабеле 43, оптоволоконном кабеле 44 или на колонне штанг 47.

2. ИП 40 устанавливают в посадочное гнездо в ниппеле 36, 37 или в МПТ 12, или в скважинной камере 50 или 79 в гидравлическом канале ПС на заданное время исследования. Его устанавливают пред или после спуска колонны труб с помощью
20 канатной техники или на проволоке 42, кабеле 43, или на колонне штанг 47. Причем ИП 40 выполнен автономным или с возможностью передачи измеряемых параметров на поверхность по электропроводу или по гидроприводу через сплошную среду (жидкость,
25 или газ, или металл колонны труб).

3. ИП выполнен в виде оптоволоконного кабеля (для измерения градиента температуры и давления), который спускают во внутрь или снаружи трубопровода, либо
30 колонны труб, или с колонной штанг.

4. ИП 40 (в плунжере или летающем клапане) сбрасывают в свободном падении.

В качестве измеряемых параметров потока ПФ ЭО регистрируют его одну или несколько физических величин - расход, давление, температуру, обводненность,
35 газосодержание, другие его физико-химические свойства.

После получения замеров определяют параметры и характеристики этого исследуемого О, а также параметры и характеристики другого ЭО, а если их больше двух,
40 то других О.

Для того чтобы снизить погрешность при измерении потока ПФ его по возможности изолируют от свободного газа и, в этом случае, следует минимизировать его встречный поток. Например, созданием для отвода газа дополнительной индивидуальной
45 для газа перепускной системой. Например, в виде трубопровода 50 снаружи колонны труб. При этом трубопровод 50 (например, в виде шланга высокого давления) проходит через (продольный сквозной) канал пакера или (каждого из) пакеров 4 и 74 отдельно
50 (индивидуально- без кабеля) или вместе с кабелем 8. Продольный сквозной канал пакера выполнен либо в виде продольной прорези на стволе пакера 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 двумя жестко соединенными его стволами.

Для ИП 40 может использоваться индивидуальный кабель 43 или 44, а может использоваться и силовой кабель 8 для привода ПЭД 7 с герметичным электрораспределительным устройством 72, совмещенным с ИП 40 (см. в Патенте РФ 2285155). ИП 40 с датчиками параметров ПФ (давления и температуры) и устройствами преобразования сигналов датчиков, установлен на колонне труб 2, выше ЭН 5. Силовой кабель 8 подключен одновременно к ПЭД 7 для привода ЭН 5 и к ИП 40 для его питания и передачи данных на поверхность. При снижении давления на приеме ЭН 5 ниже заданного значения может быть выполнено одно из управляющих воздействий: изменение расхода притока ПФ из О расположенного над ЭН 5 с помощью РЭ 20; изменение скорость вращения ротора ПЭД 7 с помощью преобразователя частоты тока (напряжения).

Важным достоинством (преимуществом) предлагаемого изобретения является возможность замера профиля притока ЭО, расположенного над пакером, путем перемещения вдоль его интервала перфорации ИП 40. Это можно сделать как внутри трубопровода (например, термометром после отключения ЭН 5, так и снаружи колонны труб (например, спуском и подъемом ИП 40 (термометра, манометра) вдоль интервала перфорации при работающем ЭН 5, как это показано на фиг 12.). Таким же образом можно снимать профиль приемистости при закачке рабочего агента в ЭО, расположенный выше пакера.

Измерять параметры потока, можно также, отбивая динамический уровень с помощью эхолота, при этом определяют направление перетока ПФ и его расхода по образованному гидравлическому каналу ПС. При этом в момент остановки ЭН происходит переток ПФ по ПС в направлении О, с меньшим приведенным пластовым давлением, причем темп этого перетока зависит от приемистости, поглощающего пласта. При работе ЭН ПФ, как правило, перетекает сверху-вниз за редким исключением случая, когда значение приведенного пластового давления О, расположенного выше пакера близко к давлению на приеме ЭН 5. По изменению динамического уровня или по прямым замерам с помощью ИП 40 замеряют расход ПФ по гидравлическому каналу на различных технологических режимах и затем определяют характеристики ЭО, а также свойства их ПФ, в частности обводненность добываемой продукции. Причем изменяют технологический режим, по меньшей мере, одного эксплуатируемого О путем выполнения одной или нескольких операций: временное перекрытие притока ПФ по гидравлическому каналу, например регулятором или клапаном-отсекателем, или пакером; изменение

частоты вращения вала ЭН 5, например изменением частоты тока: изменение буферного давления, например устьевым штуцером или регулятором; подача с поверхности (подлив) рабочего агента в скважину, например воды из системы ППД или от агрегата или перепуск из колонны труб в затрубное пространство или в трубопровод 3 (по которому не извлекают жидкий ПФ) части извлекаемого ПФ с текущей обводненностью или после частичного отделения углеводородов от воды. Этот процесс осуществляют с одновременной регистрацией динамики изменения обводненности извлекаемого ПФ.

При количестве ЭО более двух, выше ЭН 5 и выше О, расположенного над пакером 4, устанавливают, по меньшей мере, один дополнительный (вышерасположенный) пакер 74, под (одним) дополнительным (вышерасположенным) эксплуатируемым О, обеспечивают приток жидкой части его ПФ сверху-вниз через внутреннюю часть дополнительного пакера, либо в затрубное пространство под дополнительным (вышерасположенным) пакером, либо к приему ЭН 5 через гидравлический канал ПС, совмещенный с уже образованным гидравлическим каналом ПС (для нижерасположенного О над пакером) или через дополнительный индивидуальный гидравлический канал, с возможностью управляемого перекрытия потока ПФ и/или измерения его параметров (физических величин - расхода и/или физико-химических свойств).

Спускают, по меньшей мере, два трубопровода внутри колонны труб, при этом, используют первый 3 из них для притока жидкой части ПФ ЭО, расположенного выше пакера 4, к приему ЭН 5, а второй дополнительный трубопровод 71, (например, выполненный в виде шланга) используют либо для отвода свободного газа, либо для притока ПФ ЭО, расположенного над дополнительным пакером 74, к приему ЭН 5. То есть каждый из трубопроводов 3 и 71 соединят соответствующий эксплуатируемый О, расположенный выше пакера 4 и насоса 5 с его приемом 6. через несколько или одно МПТ 22, расположенное под пакером 4.

Для О, расположенного выше ЭН 5 и пакера 4, используют либо одну, соответствующую этому О, МПТ 12 или МРТ 67, или МНТ 87, расположенную над или под, или напротив этого О, либо несколько таких устройств (МПТ или МРТ, или МНТ) в различной комбинации, разнесенных по глубине скважины, для каждого из которых выбирают регулировочные характеристики, таким образом, чтобы обеспечить заданный режим эксплуатации О и/или эффективность процесса сепарации газа от жидкости, и/или процесса разделения воды от нефти, при этом газообразную и более легкую часть ПФ (углеводороды - газ, газоконденсат, нефть) без предварительного подпора ЭН 5 направляют на поверхность по трубопроводу 3, расположенному внутри колонны труб 2

и/или по затрубному пространству, а жидкую и более тяжелую часть ПФ (вода, нефть) направляют вниз (стекает сверху-вниз) по трубопроводу 3, расположенному внутри колонны труб 2, без или с предварительным отстоем в затрубном пространстве.

Для каждого из ЭО, расположенных выше ЭН 5 и пакера, над верхним пакером устанавливаются, по меньшей мере, один РЭ 20 в гидравлический канал его индивидуальной ПС (соответствующей этому О) или общей ПС, причем РЭ 20 располагают либо в МИТ 87, либо в МПТ 12, либо в МРТ 67, либо в трубопроводе 3, либо в дополнительном трубопроводе 71.

Применение способа возможно при осложненных условиях эксплуатации О.

При эксплуатации О после проведения на гидроразрыва пласта (ГРП). С целью предупреждения пескопроявления, например поступления проппанта (мехпримесей, абразивных частиц) в ЭН 5, для каждого из О можно установить фильтр 100.

Попутный свободный газ для О расположенных выше пакера и ЭН 5 отделяется (за счет гравитации) и без сепаратора, а при высоком пластовом давлении газонасыщенный пласт можно использовать для снижения потребляемой энергии ЭН 5 за счет применения над ним газлифтного эффекта. Для О, расположенных ниже ЭН 5 свободный газ можно отделять от жидкой части ПФ с помощью сепаратора 101. При наличии газовой шапки, предупредить образования газового конуса можно за счет дифференцированного и управляемого воздействия на газонасыщенный и нефтенасыщенный интервалы.

При высокой обводненности ЭО отделив от воды углеводороды (направляемые на поверхность) ее можно утилизировать в нижний О например с помощью перевернутого ЭЦН или направив выкид ЭН 5 в подпакерное или межпакерное пространство. Другим вариантом снижения обводненности может быть временная изоляция О с водопроявляющим интервалом (интервал перфорации из которого поступает вода, негерметичность эксплуатационной колонны). При наличии подошвенной (подстилаемой) воды, предупредить образования водяного конуса можно за счет дифференцированного и управляемого воздействия на нефтенасыщенный и водонасыщенный интервалы.

При эксплуатации низкопродуктивных О, дебит которых не попадает под эффективный диапазон производительности ЭН, за счет простого суммирования этих дебитов с одновременным сохранением возможности учета.

При эксплуатации О с нефтяной оторочкой за счет дифференцированного и управляемого воздействия на газо-, нефте- и водо- насыщенный интервалы.

При эксплуатации О с вязкой нефтью, предупреждая образования стойкой водонефтяной эмульсии из-за перемешивания её с водой в ЭН 5, путем либо ее отвода по трубопроводу, неиспользуемому для извлечения ПФ нагнетаемого ЭН 5, либо подачи

высоковязкой нефти в общую колонну труб, но уже после ЭН 5, например за счет использования струйного аппарата, установленного над пакером или между пакерами.

5 Реализовать способ, предлагаемый по данному изобретению можно с помощью одного из вариантов скважинной установки

Вариант 1. Скважинная установка, включающая электропогружной ЭН 5, спущенный в скважину на колонне труб 2, по крайней мере, с одним пакером 4, 10 размещенным выше приема 6 ЭН 5. При этом колонна труб 2 с пакером 4 оснащена, по крайней мере, одной ПС, состоящей, по меньшей мере, из двух МПТ, спущенных на колонне труб и расположенных выше 12 и ниже 22 пакера 4, и, по крайней мере, из одного 15 трубопровода 3, размещенного внутри колонны труб 2 между МПТ 12 и 22 и изолированного гидравлически от внутренней полости колонны труб 2. Причем МПТ 12 и 22 выполнены с эксцентричными каналами 13 и 23, сообщающими гидравлически с 20 колонной труб 2, а также с радиальными 14 и 24 и осевыми 15 и 25 каналами, образующими вместе с трубопроводом гидравлический канал ПС, обеспечивающий гидравлическое сообщение или разобщение между собой кольцевых пространств за 25 колонной труб над и под пакером 4 с помощью, по меньшей мере, одного РЭ 20, установленного в ПС.

В частном случае, в МПТ 12 радиальные каналы 14 выполнены, либо перпендикулярно оси скважины, либо под наклоном к ней в направлении потока - вниз 30 для верхнего МПТ 12 и вверх для нижнего МПТ 22, либо они выполнены попарно - четное количество радиальных каналов, располагаясь напротив друг друга или напротив радиальных сквозных каналов соответствующих РЭ. Осевой канал 15 выполнен в виде посадочного гнезда для съемного РЭ 20, который в свою очередь выполнен в виде либо 35 глухой пробки 34 без или со сквозным осевым отверстием 28, гидравлически несвязанным с радиальным каналом 14 МПТ 12, либо клапана 35 с радиальным каналом 21 со сквозным 28 или несквозным осевым отверстием 27, расположенным снизу и/или сверху РЭ 20 и 40 гидравлически связанным с одной стороны с радиальным каналом 14 МПТ 12, а с другой стороны с трубопроводом 3 выполненный, например в виде внутренней колонны труб 3, либо клапана-отсекателя 35 гидравлического канала ПС, либо циркуляционного клапана механического действия, управляемого ударами с помощью канатной техники, либо ИП 45 40. Причем ПС выполнена в соответствии с характеристиками соответствующего ей О, а ее радиальный канал 14, предназначенный для входа ПФ и расположен ниже или выше, или напротив интервала перфорации соответствующего (вышерасположенного) О или 50 точки врезки (ввода, выхода) в скважину бокового ствола.

При наличии дополнительного ЭО компоновка оснащена дополнительным пакером 74 и дополнительной ПС с соответствующей МПТ 12 и дополнительным трубопроводом 71, с возможностью, как гидравлического соединения между собой данного О и ЭН 5, так и их разобщения, с помощью РЭ 20, установленного над верхним пакером 74 внутри или снаружи ПС этого О.

В зависимости от условий эксплуатации скважины, компоновка дополнительно может быть оснащена одним или несколькими из элементов: измерительной системой 10; кабельным вводом Ив пакере 4 или 75 в пакере 74, или 85 в пакере 84; штуцером 16; герметизирующим (уплотняющим) полым штоком 17 на трубопроводе 3; кожухом 18 для направления потока ПФ с кабельным вводом 19; износостойким вкладышем 26; седлом 30 с затвором (клапаном) 31; герметизирующим элементом 32 в виде манжеты; фиксатором 33 в виде цанги или стопорного кольца; ниппелем 36 или 37; переходником (ками) 39; расходомером 41; ПС с обратным клапаном для стравливания свободного газа из под пакера выполненная внутри 45 пакера или в 46 пакере 4 или 74; пружиной 48; специальным хомутом 49 для крепления кабеля 8 или 43 или 44; защитным кожухом гибкого элемента 53; регулятором размещенного индивидуально в своем корпусе 51с ограничителем хода; импульсной трубкой 56; штоком 59; сильфоном 60; гидроцилиндром 61; автономным устройством для отсекаания потока с элементом питания 62, микродвигателем 63, редуктором 64 и преобразовательным (вращения вала 65 к перемещению затвора 31) механизмом 66; дополнительным внутренним трубопроводом 71 или наружным трубопроводом 53; электрораспределительным устройством 72; упором 76; центратором 77; скважинной камерой 50 или 79 со съёмным клапаном 80 или глухой пробкой 34, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП 40 для замера физических параметров потока ПФ; обратным клапаном 81 и разъединителем колонны 82 на верхнем конце трубопровода 3; дополнительным пакером 84, расположенным над эксплуатируемыми О, для изоляции эксплуатационной колонны или интервала негерметичности эксплуатационной колонны или обводненного О или О еще не введенного в разработку; вертлюгом 86; муфтой с эксцентриситетом 99, сепаратором газа; фильтром; песочным якорем; пескосборником; диспергатором; струйным аппаратом; устройством глушения; дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН, для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных О; разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН, дополнительным насосом; дополнительным кабелем; сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

Вариант 2. Скважинная установка, включающая электропогружной ЭН 5, спущенный в скважину на колонне труб 2, по крайней мере, с одним пакером 4, установленным выше приема 6 ЭН 5. При этом колонна труб 2 с пакером 4 оснащена, по крайней мере, одной ПС, состоящей, по меньшей мере, из двух перепускных узлов с радиальными каналами 14, расположенных выше МРТ 67 и ниже МРТ 68 пакера 4, и, по крайней мере, из одного трубопровода 3, размещенного внутри колонны труб 2 между МРТ 67 и 68 и изолированного гидравлически от внутренней полости колонны труб 2. ПС выполнена с возможностью как гидравлического соединения между собой кольцевых пространств за колонной труб 2, образующихся над и под пакером 4, через радиальные каналы 14 МРТ 67 и 68, так и их разобщения, с помощью, по меньшей мере, одного РЭ 20, установленного внутри или снаружи ПС.

При наличии дополнительного ЭО компоновка оснащена дополнительным пакером 74 и дополнительной ПС с соответствующей МРТ 70 и дополнительным трубопроводом 71, с возможностью, как гидравлического соединения между собой данного О и ЭН 5, так и их разобщения, с помощью РЭ 20, установленного над верхним пакером 74 внутри или снаружи ПС этого О.

В зависимости от условий эксплуатации скважины, компоновка дополнительно может быть **оснащена** одним или несколькими из элементов: измерительной системой 10; кабельным вводом Ив пакера 4 или 75 в пакере 74, или 85 в пакере 84; штуцером 16; герметизирующим (уплотняющим) полым штоком 17 на трубопроводе 3; кожухом 18 для направления потока ПФ с кабельным вводом 19; износостойким вкладышем 26; седлом 30 с затвором (клапаном) 31; герметизирующим элементом 32 в виде манжеты; фиксатором 33 в виде цанги или стопорного кольца; ниппелем 36 или 37; переходником (ками) 39; расходомером 41; ПС с обратным клапаном для стравливания свободного газа из под пакера выполненная внутри 45 пакера или в 46 пакере 4 или 74; пружиной 48; специальным хомутом 49 для крепления кабеля 8 или 43 или 44; защитным кожухом гибкого элемента 53; регулятором размещенного индивидуально в своем корпусе 51 с ограничителем хода; импульсной трубкой 56; штоком 59; сильфоном 60; гидроцилиндром 61; автономным устройством для отсекания потока с элементом питания 62, микродвигателем 63, редуктором 64 и преобразовательным (вращения вала 65 к перемещению затвора 31) механизмом 66; дополнительным внутренним трубопроводом 71 или наружным трубопроводом 53; электрораспределительным устройством 72; упором 76; центратором 77; скважинной камерой 79 или 50 со съёмным клапаном 80 или глухой пробкой 34, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП 40 для замера физических параметров потока ПФ; обратным клапаном 81

и разъединителем колонны 82 на верхнем конце трубопровода 3; дополнительным пакером 84, расположенным над эксплуатируемыми О, для изоляции эксплуатационной колонны или интервала негерметичности эксплуатационной колонны или обводненного О или О еще не введенного в разработку; вертлюгом 86; муфтой с эксцентриситетом 99, сепаратором газа; фильтром; песочным якорем; пескосборником; диспергатором; струйным аппаратом; устройством глушения; дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН, для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных О; разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН, дополнительным насосом; дополнительным кабелем; сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

Вариант 3. Скважинная установка, включающая электропогружной ЭН 5, спущенный в скважину на колонне труб 2 с двумя пакерами - нижний 4 и верхний 74, установленными выше приема 6 ЭН 5. При этом для каждого эксплуатируемого О (из ЭО), расположенного выше пакера 4 или 74, колонна труб 2 с пакерами 4 или 74 оснащена соответствующей этому О ПС. ПС состоит из МНТ 87, 88, 22 с перепускными каналами - осевыми, кольцевыми 89 и радиальными 90. ПС выполнена с возможностью гидравлического соединения (сообщения), с одной стороны - с приемом 6 ЭН 5 через перепускное устройство (например, в виде МПТ 22), расположенное под нижним пакером 4, и через трубопровод 3, а с другой стороны - с данным О, либо через радиальный канал 14 в МНТ 12 при расположении его над пакерами (над верхним пакером 74), либо еще и через дополнительный трубопровод 71, размещенный концентрично или эксцентрично внутри колонны труб 2 и изолированный от её внутренней полости, при расположении этого О под пакером 74, а также ПС выполнена с возможностью гидравлического разобщения между собой кольцевых пространств, образующихся за колонной труб над и под пакерами 4 и 74 через перепускные каналы, с помощью либо двух, либо одного, РЭ 20, установленного в гидравлическом канале ПС над верхним пакером 74. То есть МНТ располагают, по меньшей мере, над двумя пакерами на участке от верхнего пакера до устьевого оборудования с обвязкой верха ПС с помощью фонтанной арматуры, используемой в качестве МНТ. Например, при добычи природного газа из нескольких О (двух и более пластов или интервалов перфорации), расположенных выше ЭН 5, жидкие ПФ - углеводородный конденсат, выпавший в призабойной зоне ЭО; нефть, поступающая в скважину из нефтяной оторочки, активная подошвенная вода, подстилаемая массивную залежь (с покрывкой большой толщины), направляют на прием ЭН 5. Причем отводят эти жидкие ПФ с предварительным их пропуском через регулятор 20 в МНТ 93,

расположенной над верхним пакером или через фонтанную арматуру. В последнем случае появляется возможность регулирования и контроля параметров этих жидких ПФ на поверхности. После чего жидкая часть ПФ с помощью ЭН 5 извлекается на поверхность и под высоким давлением транспортируется вместе с природным газом или по индивидуальному трубопроводу.

По меньшей мере, одна МНТ или одно перепускное устройство выполнено в виде либо МПТ 12, либо МРТ 67, либо циркуляционной втулки, управляемой ударами яса канатного инструмента.

В зависимости от условий эксплуатации скважины, компоновка дополнительно может быть оснащена одним или несколькими из элементов: измерительной системой 10; кабельным вводом 11 в пакере 4 или 75 в пакере 74, или 85 в пакере 84; штуцером 16; герметизирующим (уплотняющим) полым штоком 17 на трубопроводе 3; кожухом 18 для направления потока ПФ с кабельным вводом 19; износостойким вкладышем 26; седлом 30 с затвором (клапаном) 31; герметизирующим элементом 32 в виде манжеты; фиксатором 33 в виде цанги или стопорного кольца; ниппелем 36 или 37; переходником (ками) 39; расходомером 41; перепускной системой с обратным клапаном для стравливания свободного газа из под пакера выполненная внутри 45 пакера или в 46 пакере 4 или 74; пружиной 48; специальным хомутом 49 для крепления кабеля 8 или 43 или 44; защитным кожухом гибкого элемента 53; регулятором размещенного индивидуально в своем корпусе 51 с ограничителем хода; импульсной трубкой 56; штоком 59; сильфоном 60; гидроцилиндром 61; автономным устройством для отсекаания потока с элементом питания 62, микродвигателем 63, редуктором 64 и преобразовательным (вращения вала 65 к перемещению затвора 31) механизмом 66; дополнительным внутренним трубопроводом 71; дополнительным внутренним трубопроводом 53, электрораспределительным устройством 72; упором 76; центратором 77; скважинной камерой 79 или 50 со съёмным клапаном 80 или глухой пробкой 34, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным ИП 40 для замера физических параметров потока ПФ; обратным клапаном 81 и разъединителем колонны 82 на верхнем конце трубопровода 3; дополнительным пакером 84, расположенным над эксплуатируемыми О, для изоляции эксплуатационной колонны или интервала негерметичности эксплуатационной колонны или обводненного О или О еще не введенного в разработку; вертлюгом 86; муфтой с эксцентриситетом 99, сепаратором газа; фильтром (гравийным фильтром, созданным между ПС и О с выносом песка внутри ПС, уменьшая размер фракций снизу вверх); песочным якорем; пескосборником; диспергатором; струйным аппаратом; устройством глушения; дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН,

для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных О; разъединителем колонны над
5 дополнительным пакером, расположенным ниже ЭН, дополнительным насосом;
дополнительным кабелем; сужающим устройством, шарниром, телескопическим
соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

10 Для реализации способа можно также использовать компоновку с
комбинированными элементами из этих трех вариантов.

Ниже приведены конкретные примеры использования предлагаемой способа и
установки при добыче нефти с помощью УЭЦН.

15 **Пример с двумя ЭО и РЭ.** В скважине № 2121 с эксплуатационной колонной 168
мм первоначально эксплуатировался только один нижний О. Нижний О имел следующие
характеристики: глубина 2500 метров; пластовое давление в зоне отбора 22 МПа;
20 коэффициент продуктивности 20 м³/сут/МПа; обводненность 95%. Параметры
технологического режима нижнего пласта при проектном забойном давлении 12 МПа -
добыча жидкости с помощью ЭЦНМ 5-200 составляла 200 м³/сут; нефти 10 м³/сут; Было
решено применить предлагаемый способ — вскрыть дополнительно верхний О на глубине
25 2450-2440 метров для отдельной эксплуатации нижнего и верхнего О. Для реализации
способа (см. фиг. 1) в эксплуатационную колонну 168 мм на колонне труб с диаметром 73
мм на глубину 2480 спустили ЭЦНМ 5А-250 с телеметрической системой СПТ 1, а выше
30 ЭН на глубину 2460 метров спустили пакер 2-ПИМ-КВ-НШ с кабельным вводом, через
который пропустили силовой кабель ЭН. Причем пакер соединили сверху и снизу с
патрубками диаметром 89 мм, соединенные в свою очередь с соответствующей МПТ - под и
над пакером, для притока ПФ верхнего О к приему ЭН по трубе диаметром 60 мм,
35 гидравлически связывающей МПТ над и под пакером. Посадили пакер. Затем в
посадочное гнездо верхнего устройства установили регулирующий клапан в виде
съёмного клапана с диаметром штуцера 8 мм для притока ПФ из «О 2» на прием ЭН и
40 одновременно изолирующий внутреннюю полость трубопровода (трубы) от внутренней
полости колонны труб. Запустили ЭН и после вывода на стационарный режим,
установленный по заданному проектному забойному давлению для нижнего О (12 МПа).
При этом суммарная добыча жидкости составила 252 м³/сут, а дебит нефти 49 м³/сут.
45 Общая обводненность продукции составила 81%. То есть из верхнего О дебит жидкости
составил 52 м³/сут, а дебит нефти 39 м³/сут, при обводненности 25%. Исходя из
результатов замеров динамического уровня и забойного давления (10 МПа) определили
50 пластовое давление (23 МПа) и коэффициент продуктивности (4 м³/сут/МПа) для
верхнего О. Для обеспечения на верхнем О оптимального режима был подобран штуцер

(9.5 мм) в клапане, который установили в посадочное гнездо при этом после установившегося режима при забойном давлении на верхнем О 8 МПа дебит жидкости по нему составил 50 м³/сут, а дебит нефти 45 м³/сут, а суммарная добыча жидкости - 260 м³/сут, нефти - 55 м³/сут, при средней обводненности продукции - 79%. То есть добыча нефти увеличилась 5,5 раз. Через два месяца эксплуатации скважины суммарный дебит жидкости остался неизменным, а общая обводненность добываемой продукции увеличилась на 1% с 79% до 80%. Было решено проверить характеристики ЭО. Для чего в посадочное гнездо верхнего устройства установили регулирующий клапан в виде глухой пробки не только для изоляции внутренней полости трубы от внутренней полости колонны труб, но и для перекрытия притока ПФ из верхнего О. Вывод ЭН (по ТМС) на рабочий режим, соответствующий заданному проектному забойному давлению 12 МПа показал, что дебит и обводненность нижнего О осталась неизменной. Таким образом, обводненность верхнего О увеличилась и составила вместо 25% 30%, а дебит нефти по нему снизился на 3 м³/сут и составил 42 м³/сут.

Пример с двумя ЭО и ИП. В искривленной скважине № 2122 с эксплуатационной колонной 146 мм имеется возможность вскрыть либо только один нижний О, либо только один верхний О, либо оба О сразу, обеспечив по ним учет добываемой продукции. Нижний О имел следующие характеристики: глубина 2200 метров; пластовое давление в зоне отбора 20 МПа; коэффициент продуктивности 1,5 м³/сут/МПа; обводненность 90. Верхний О имел следующие характеристики: глубина 1900 метров; пластовое давление в зоне отбора 16 МПа; коэффициент продуктивности 1 м³/сут/МПа; обводненность 25%. Для эксплуатации одного О с требуемой производительностью не существует стандартных УЭЦН, а эксплуатация УШГН в такой искривленной скважине может иметь осложнения. Поэтому было решено эксплуатировать одновременно два О с помощью УЭЦН. Но для учета добываемой продукции из каждого О было решено использовать предлагаемый способ с компоновкой приведенной на фиг. 9. После запуска ЭН общая добыча жидкости составила 18 м³/сут, а добыча нефти 5.7 м³/сут. После спуска расходомера 41 с ИП (манометр, термометр и резистивиметр) под МПТ 12 был замерен расход ПФ - жидкости, поступающий от верхнего О к приему ЭН 5. Дебит жидкости верхнего пласта составил 6 м³/сут. при обводненности 25%. Значит, дебит нефти для верхнего пласта составил 4,5 м³/сут, а для нижнего пласта 1.2 м³/сут. То есть обводненность нижнего пласта была равна 90%. Для подтверждения правильности полученных параметров, в nipple 35 на короткое время был установлена РЭ в виде глухой пробки 34, замер обводненности добываемой продукции из нижнего О подтвердил правильность распределения дебитов нефти и жидкости между пластами.

Пример с тремя ЭО. В наклонно-направленной скважине № 3211 с эксплуатационной колонной 140 мм первоначально эксплуатировались совместно три О с помощью 10 УЭЦН5-200 при забойном давлении на уровне верхнего пласта 16 МПа с суммарной добычей жидкости - 214 м³/сут, нефти 44,6 м³/сут, при средней обводненности 79%. Увеличить дебит скважины не представлялось возможным из-за отсутствия более производительного ЭН для 5 группы (внутренний диаметр эксплуатационной колонны равен 124,3 мм). Ниже приводятся характеристики О. Нижний О имеет глубину 2550 метров; пластовое давление в зоне отбора 24 МПа; коэффициент продуктивности 3 м³/сут/МПа; обводненность 10%. Средний О имеет глубину 2500 метров; пластовое давление в зоне отбора 22 МПа; коэффициент продуктивности 30 м³/сут/МПа; обводненность 98%. Верхний О имеет глубину 2450 метров; пластовое давление в зоне отбора 23 МПа; коэффициент продуктивности 4 м³/сут/МПа; обводненность 20%. Было решено внедрить предлагаемую по данному изобретению технологию с помощью компоновки аналогичной, той, которая приведена на фиг. 37. При этом был спущен ЭН того же типоразмера 10 УЭЦН5-200-2400, только оснащенный кожухом. После запуска ЭН, освоения пластов и вывода скважины на установившийся режим суммарной добычи жидкости составила 205 м³/сут, а нефти увеличилась в два раза и составила 89,2 м³/сут, при этом средняя обводненность уменьшилась до 57%. Для определения дебита верхнего пласта с помощью канатной техники был спущен РЭ, перекрывающий его ПС, а затем был спущен РЭ, перекрывающий ПС среднего О для определения доли этого О в общей добычи жидкости и нефти. После чего было определено, что О работают со следующими дебитами: Нижний О имеет дебит жидкости 38 м³/сут, а дебит нефти 34 м³/сут, при обводненности 10%. Средний О имеет дебит жидкости 105 м³/сут, а дебит нефти 2,2 м³/сут, при обводненности 98%. Верхний О имеет дебит жидкости 66 м³/сут, а дебит нефти 53 м³/сут, при обводненности 20%.

Пример с двумя ЭО и дополнительным изолируемым вспомогательным О.

В наклонно-направленной скважине № 3221 с эксплуатационной колонной 146 мм первоначально эксплуатировались совместно три О с помощью УЭЦНМ 5-500 при забойном давлении на уровне верхнего пласта 12,3 МПа с суммарной добычей жидкости - 504 м³/сут, нефти 48,7 м³/сут, при средней обводненности 90%. Увеличить дебит скважины не представлялось возможным из-за отсутствия более производительного ЭН для группы 5А с требуемым напором. Ниже приводятся характеристики О. Нижний О имеет глубину 2050 метров; пластовое давление в зоне отбора 18,5 МПа; коэффициент продуктивности 8 м³/сут/МПа. Средний уже выработанный О с обводненность 99% имеет глубину 2000 метров; пластовое давление в зоне отбора 18 МПа; коэффициент

продуктивности 90 м³/сут/МПа. Верхний О имеет глубину 1950 метров; пластовое давление в зоне отбора 17 МПа; коэффициент продуктивности 3 м³/сут/МПа. Из-за недостаточной депрессии на нижнем и верхнем нефтенасыщенных О, их работающая мощность не превышала 30 % (то есть по ним был большой скин-фактор). Было решено внедрить предлагаемую по данному изобретению технологию с изоляцией среднего уже выработанного О. Но для более полного освоения нижнего и верхнего О, предусмотрели возможность подключения среднего О на начальном этапе эксплуатации - при запуске ЭН ЭЦНМ5А-160 и освоении нефтенасыщенных пластов. После запуска ЭН, освоения пластов и вывода скважины на установившийся режим суммарная добыча жидкости составила 203 м³/сут, а нефти 46 м³/сут, при этом средняя обводненность уменьшилась до 78%. При этом доля вспомогательного среднего пласта в продукции скважины еще составляла 74%. Затем, последовательно уменьшая размер штуцера РЭ для среднего О по мере подъема динамического уровня, освоив верхний и нижний О, полностью изолировали выработанный средний О. После чего суммарная добыча жидкости составила 147 м³/сут, а добыча нефти увеличилась до 120 м³/сут. При этом по эксплуатируемым О были получены следующие параметры: нижний О: дебит жидкости равен 120 м³/сут, дебит нефти 96 м³/сут, обводненность 20%, а коэффициент продуктивности увеличился до 24 м³/сут/МПа; верхний О: дебит жидкости равен 27 м³/сут, дебит нефти 24 м³/сут, обводненность 10%, а коэффициент продуктивности увеличился до 6 м³/сут/МПа. Таким образом, кроме увеличения добычи нефти в 2.5 раза, потребляемая электрическая мощность уменьшилась в 3 раза.

При реализации предлагаемого способа в процессе эксплуатации скважины возникает необходимость закачки **рабочего агента** для воздействия на эксплуатационный объект (О) с целью его глушения или изменения его продуктивности. При этом временно извлекают регулирующий элемент (РЭ) 20 (см. фиг.1). В другом случае РЭ 20 заменяют на другой РЭ 20, предназначенный для регулирования закачки рабочего агента. Если воздействуют только на верхний О 2, то используют РЭ 20 в соответствии с фигурами 6 и 46. Если воздействуют только на нижний О 1, то используют РЭ 20 в соответствии с фигурами 3, 40, 44 и 45. Если закачку рабочего агента осуществляют одновременно в верхний О 2 и в нижний О 1, то РЭ 20 выбирают в соответствии с фигурами 4 и 47, а в случае одновременной закачки в три эксплуатационных объекта - О 1, О 2 и ОЗ используют РЭ 20 в соответствии с фигурой 48.

Например, если закачивают рабочий агент в качестве **жидкости глушения**, то извлекают регулирующий элемент 20 (см. фиг.1) из верхнего перепускного устройства 12 и через колонну труб 2 нагнетают в верхний О 2 сначала скважинную жидкость,

наполняющую колонну труб 2, а затем соленый раствор или другой рабочий агент, используемый в качестве жидкости глушения, например раствор по заявке на патент № 2003129052 опубликована 10.04.2005 в Бюл. № 10.

При закачке рабочего агента для **интенсификации добычи нефти** из эксплуатационного объекта в качестве агента может использоваться кислота, углеводородный конденсат, раствор по патенту РФ № 2244111 опубликован 10.01.2005 в Бюл. №1 или состав по патенту РФ № 2270913 опубликован 27.02.2006 в Бюл. №6.

Другим примером использования рабочего агента для **водоизоляции** обводненных выработанных интервалов в эксплуатационном объекте может быть водонефтяная эмульсия или состав, например по патенту № 2306414 опубликован 20.09.2007 в Бюл. № 26.

Примером использования рабочего агента для **газоизоляции** газонасыщенных интервалов в эксплуатационном объекте (например О 2) может быть материал, например по заявке на патент № 2001107412 опубликован 20.02.2003.

С целью предупреждения образования **гидратов и асфальто-смоло-парафиноотложений** в качестве рабочего агента может использоваться состав по патенту РФ № 2135742 опубликован 27.08.1999.

В качестве рабочего агента для предупреждения **солеотложения** закачивают ингибитор солеотложения, например, АЗОЛ 3ОЮ или СНПХ 5311, или ОЭДФ К 98%

Для снижения скорости коррозии нефтепромыслового оборудования закачивают рабочий агент, в качестве которого используют ингибитор **коррозии**, например, «Нефтехим» или ВНПП-2.

В качестве агента для предупреждения **пескопроявления** может быть использован состав для крепления призабойной зоны, например, состав на основе смол (кремнийорганической, алкилрезорциноформальдегидной и фенолрезорциноформальдегидной).

Для **разделения воды и нефти** в качестве рабочего агента может быть использован деэмульгатор, например, сепарол или дисолван;

В качестве рабочего агента может быть также состав для **сохранения мелкодисперсной газожидкостной смеси**, например, ПАВ: сульфанол или ОП-10.

При значительном расстоянии между объектами (более 100 метров) и незначительных перепадах пластового и забойного давлений между этими объектами (менее 3 МПа) вместо механического или гидравлического пакера можно использовать **«жидкий пакер»** расположенный в кольцевом пространстве между колонной труб 2 и эксплуатационной колонной 1. В качестве рабочего агента для «жидкого пакера» можно

использовать либо водный раствор с полимером (например, полиакриламид, КМЦ, натрия стеромалиат) и с сшивателем (например, соли хрома), либо обратную эмульсию на основе высоковязкой нефти, солевого раствора и эмульгатора.

В зависимости от возможного перепада давления между объектами выбирают мощность (толщину, высоту) жидкого пакера (например, 200 метров) и необходимые ему структурно-механические свойства (например, задают предельное динамическое напряжение сдвига рабочего агента во время закачки в диапазоне 20-120 Па, а после структурирования этого рабочего агента - «жидкого пакера», обеспечивается заданное статическое напряжение сдвига от 100-900 Па). При поступлении из верхнего объекта мехпримесей жидкий пакер выполняет также роль фильтр-накопителя, предупреждая поступление мехпримесей и продуктов коррозии на прием б электропогружного насоса 5.

В зависимости от условий эксплуатации скважинная установка дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов. Ниже приведены конкретные примеры назначения и использования отдельных элементов компоновки:

Измерительная система в виде либо телеметрической системы 10 (см. фиг 9), либо измерительного прибора 40 или расходомера 41 спускаемого на проволоке 42 или геофизическом кабеле 43, или оптоволоконном кабеле 44 в перепускную систему скважинной установки, например, ниже верхнего пласта, либо в виде автономного измерительного прибора 40, установленного в разделителе (разобщителе) 38 и/или в регулирующем элементе 20 (фиг. 54) или в скважинной камере 50 (фиг. 56), либо в виде стационарного измерительного прибора 40 установленного в радиальном канале 14 перепускного устройства 12 (фиг. 56) или в приемной камере струйного аппарата 104 (фиг. 56).

Кабельный ввод 11, 75 (фиг. 56), расположенный соответственно в пакере 4, 74.

Штуцер 16, например, в регулирующем элементе 20 (фиг. 56), предназначенный для дросселирования притока флюидов из эксплуатационного объекта на прием ЭН 5.

Герметизирующий шток 17, для уплотнительного соединения трубопровода 3, например, в нижнем перепускном узле в виде МРТ 68 (фиг. 56).

Кожух 18, например (фиг 54 и фиг 55 указан пунктиром) для направления основного потока флюидов мимо ПЭД 7 с целью его охлаждения.

Износостойкий вкладыш 26, например, в МПТ 22 (фиг. 1 и фиг. 54).

Седло 30, например, для обратного клапана 31 установленного в разделителе 38 (фиг. 54) или для затвора 31 (фиг. 15-19).

Герметизирующий элемент 32 в виде уплотнительных эластичных манжет, предназначенный для герметичной изоляции регулирующего элемента 20 или разделителя 38 от внутреннего пространства колонны труб 2 (см. фиг. 54)

Фиксатор 33, предназначен для фиксации регулирующего элемента 20 или измерительного прибора 40, или разделителя 38 в заданном месте перепускной системы при воздействии на него перепада давления (см. фиг. 54).

Ниппель меньшего диаметра 36 и ниппель большего диаметра 37, предназначены для установки в их посадочные седла сменных (путем канатной техники или свободным сбросом) либо регулирующих элементов 20, либо измерительных приборов 40, либо разделителя 38 (см. фиг. 54).

Переходник 39 предназначен для соединения труб одного диаметра с трубами другого диаметра (например, см. фиг 8).

Расходомер 41 предназначен для замера расхода пластового флюида добываемого из одного или нескольких эксплуатационных объектов, расположенный отдельно или совместно с измерительным прибором 40, например, для замера расхода пластового флюида из эксплуатационного объекта 2 (см. фиг. 56)

Перепускная система для стравливания свободного газа либо через наружный трубопровод 53 (см. фиг. 56), либо через пакер (см. фиг. 54), либо через внутренний трубопровод 45 (см. фиг. 9).

Пружина 48 предназначена для прижатия затвора 31 или регулирующего элемента 20 или регулятора 35, к седлу 30, например (см. фиг. 14).

Хомут для крепления кабеля (клямса) 49 предназначен для фиксации основного силового кабеля 8 или также для крепления дополнительного геофизического 43 или оптоволоконного 44 кабеля (см. фиг. 11).

Защитный кожух (например, в виде наружного трубопровода 53) гибкого элемента (например, в виде проволоки 42) предназначен для защиты гибкого элемента от износа при спуске компоновки в скважину, например (см. фиг 12).

Регулятор в корпусе в виде пары седло 30 и затвор 31, например см. фиг 15-19.

Ограничитель хода РЭ 20, например, в его корпусе 51 (см. фиг 12).

Импульсная трубка или шланг (бронированный) 56 предназначены для подвода давления к регулирующему устройству, например, см. фиг 18 или управляемому надувному пакеру 54 см. фиг. 13,

Шток 59 предназначен для соединения исполнительного механизма в виде сильфона 60 (фиг. 16) или гидроцилиндра 61 (фиг. 18) с затвором 31.

Автономным устройством для отсекания потока аналогично устройству приведенному на фиг. 19 с микродвигателем 63, редуктором 64 и преобразовательным (вращения вала 65 к перемещению затвора 31) механизмом 66, только в этом случае питание осуществляется от элемента питания 62, при этом устройство срабатывает, например, от датчика давления - при снижении давления на уровне перепускного устройства 12 ниже допустимого уровня.

Дополнительный трубопровод внутри 71 (см. фиг. 55) или снаружи колонны труб 53 (см. фиг. 56), например, для перепуска свободного газа.

Электрораспределительное устройство 72, предназначенное для отвода питания на измерительный прибор 40 (см. фиг. 56) и/или расходомер 41, и/или регулирующий элемент 20, и/или электромеханический пакер 4, 54, 74.

Упор 76, предназначенный для передачи веса от элементов перепускной системы, например, трубопровода 3, расположенного на упоре 76 внутри колонны труб 2 (см.фиг.22).

Центратор 77, предназначенный для центровки элементов перепускной системы, например, трубопровода 3 внутри колонны труб 2 (см. фиг. 22).

Скважинная камера 50 (см. фиг. 56, 12) со съёмным регулирующим элементом 20 в виде клапана или глухой пробки, или стабилизатора уровня жидкости, или регулятора давления газа, или автономным измерительным прибором 40 для замера физических параметров потока пластового флюида.

Обратный клапан 81, используемый в качестве разделителя 38 (см. фиг. 26).

Разъединитель колонны 82 на верхнем конце трубопровода 2, предназначенный для разобщения нижнего участка трубопровода 2 от технологической трубы, на которой он спускался (см. фиг. 26).

Дополнительный пакер 84 над эксплуатируемыми объектами, предназначенный для изоляции верхнего участка эксплуатационной колонны 1, имеющего например, негерметичность от продуктивного эксплуатационного объекта (см. фиг. 26).

Вертлюг 86 предназначен для удобства монтажа перепускной системы (см.фиг.26).

Муфта с эксцентриситетом 99, предназначенная для соединения эксцентрического и концентрического участков трубопровода 3 (см. фиг. 52).

Сепаратор газа, предназначенный для минимизации поступления потока свободного газа на прием 6 ЭН 5.

Фильтр или песочным якорь, или пескосборник 100, предназначенный для минимизации поступления мехпримесей на прием 6 ЭН 7.

Диспергатор, предназначен для подготовки квазигомогенной газо-жидкостной смеси на приеме 6 ЭН 5.

Струйный аппарат 105, предназначенный для подсоса пластовых флюидов из пространства за колонной труб 2 с меньшим давлением во внутрь колонны труб 3 с большим давлением (см. фиг. 56)

Устройство глушения, предназначенное для глушения эксплуатационного объекта и выполненное, например, в виде перепускного клапана 83 (см. фиг. 26), открывающегося при превышении давления в колонне труб выше заданного значения (например выше 25 МПа).

Дополнительный пакер 4 с разъединителем колонны 82 под насосом 5, предназначенный для регулируемого отбора пластовых флюидов из нижнего эксплуатационного объекта через регулирующий элемент 20, установленный, например, в скважинной камере 50 (см. фиг. 35). Он может быть посажен на дополнительном трубопроводе 71 на колонне труб, спущенной предварительно до спуска колонны труб 2 с ЭН 5 и кожухом 18, который телескопическим соединением устанавливается в разъединитель колонны 82.

Дополнительный насос 78 например штанговый (см. фиг 23), предназначенный либо для отбора пластовых флюидов, либо для регулирования характеристик перепускной системы.

Дополнительный кабель - геофизический 43 или оптоволоконный 44, предназначенные либо для питания измерительного прибора 40 и/или расходомера 41, и/или регулирующего элемента 20, и/или электромеханический пакер 4, 54, 74.

Сужающее устройство, выполненное, например, в виде штуцера 16 или РЭ 20.

Шарнир, предназначен для удобства монтажа трубопровода 3, а так же для снижения нагрузки на пакер от вибрации ЭН 5 и нагрузки на ЭН 5, одной из разновидностей шарнира может быть **телескопическое соединение**, которое также выполняет функцию термокомпенсатора.

Электроприводной клапан, предназначен для регулирования потока пластовых флюидов изменением расстояния между затвором 31 и седлом 30 (см. фиг. 19) от исполнительного механизма выполненного в виде электродвигателя 61.

Гидроприводной клапан, предназначен для регулирования потока пластовых флюидов изменением расстояния между затвором 31 и седлом 30 (см. фиг. 18) от исполнительного механизма выполненного в виде гидроцилиндра.

Другие примеры реализации данного изобретения понятны из приведенных фигур.

Формула изобретения

1. Способ одновременно-раздельной добычи углеводородов электропогружным насосом, включающий спуск в скважину на колонне труб электропогружного насоса, а выше его приема, по крайней мере, одного пакера, и эксплуатацию разобщенных

между собой пакером двух или более объектов, отличающийся тем, что колонну труб с пакером оснащают перепускной системой с разделителем или без него, выполненной с возможностью сообщения через себя объектов, размещая внутри или снаружи ее, по крайней мере, один регулирующий элемент или измерительный прибор, при этом в процессе эксплуатации объектов пластовый флюид направляют на прием работающего электропогружного насоса и откачивают его в колонну труб через пространство, образуемое между ней и перепускной системой, причем в момент исследования скважины поступление потока пластового флюида к приему насоса из объекта, расположенного над пакером, либо перекрывают с помощью регулирующего элемента, либо измеряют его параметры с помощью измерительного прибора.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что пакер, выполненный с кабельным вводом или без него, устанавливают, по меньшей мере, под одним эксплуатируемым объектом, расположенным выше электропогружного насоса, и оснащают колонну труб, по меньшей мере, одной перепускной системой, образующей гидравлический канал для сообщения пространства над и под пакером, располагая его внутри колонны труб и во внутренней полости, по меньшей мере, одного пакера, далее обеспечивают поступление жидкой части пластового флюида, рассматриваемого объекта сверху-вниз к приему электропогружного насоса при заданном режиме, которым управляют с помощью регулирующего элемента, установленного в гидравлическом канале перепускной системы, открывая его частично или перекрывая его полностью, причем перепускную систему создают с помощью трубопровода, выполненного в виде либо отдельной трубы, либо участка внутренней колонны труб, либо полых штанг, либо непрерывной гибкой трубы, либо шланга, либо рукава, либо гофра или образованного полостью между колонной труб и спущенной в нее трубой меньшего диаметра, при этом трубопровод соединяет, по меньшей мере, два перепускных устройства, выполненных в виде либо муфты перекрестного течения, либо муфты радиального течения, либо муфты направленного течения.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что колонну труб оснащают перепускной системой либо в ходе спуска этой колонны, либо после завершения ее спуска, путем последующей установки в колонну труб трубопровода от перепускного устройства до устьевого оборудования скважины, или путем последующей установки в перепускную систему, с выполненным верхним посадочным гнездом, разделителя, предназначенного для герметизации перепускной системы от колонны труб и выполненного либо в виде глухой пробки, устанавливаемой с помощью канатной техники, либо в виде шара или плунжера, сбрасываемого свободно в колонну труб, либо в виде плунжера, спускаемого на колонне штанг, без или с закреплением его на замковой опоре, установленной в колонне труб, в последнем случае при спуске колонны полых штанг их используют для отвода свободного газа на поверхность.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что перепускную систему создают с помощью, по меньшей мере, двух муфт перекрестного течения, расположенных соответственно над и под пакером и имеющих радиальные и эксцентричные гидравлически несвязанные каналы, а также с помощью трубопровода, проходящего внутри пакера и внутри колонны труб на расстоянии от нижней муфты перекрестного течения либо до верхней муфты перекрестного течения, либо до глубины с давлением внутри трубопровода, большим, чем давление в колонне труб, оснащенного в верхнем свободном конце обратным клапаном и разъединителем колонны или без него, либо до устьевого оборудования скважины, при эксплуатации жидкая часть пластового

флюида через радиальный канал верхней муфты перекрестного течения, расположенного выше пакера, поступает по трубопроводу, сообщаемому с приемом электропогружного насоса через радиальный канал нижней муфты перекрестного течения, расположенного под пакером, причем пластовые флюиды из объектов над и под пакером, поступившие к приему электропогружного насоса, смешиваются, и их извлекают через сквозные эксцентричные каналы устройств перекрестного течения и по кольцевому пространству между трубопроводом и колонной труб, по меньшей мере, на участке между муфтами перекрестного течения.

5. Способ по п.1 или 4, отличающийся тем, что перепускную систему соответствующего эксплуатационного объекта оснащают посадочным гнездом либо в муфте перекрестного течения, либо в nipple, расположенном в трубопроводе под или/и над муфтой перекрестного течения, в которое устанавливают сменный регулирующий элемент, выполненный в виде либо глухой пробки без или со сквозным осевым отверстием для изоляции поступления потока пластового флюида из этого объекта, либо сужающего устройства с радиальным каналом, гидравлически связанным с одной стороны с данным объектом через радиальный канал муфты перекрестного течения, а с другой стороны - с трубопроводом через нижний несквозной осевой канал для регулируемого поступления потока сверху-вниз жидкой части пластового флюида этого объекта или через верхний несквозной осевой канал для нагнетания с поверхности рабочего агента при воздействии на соответствующий объект, или через сквозной осевой канал для регулируемого перепуска по нему пластового флюида или рабочего агента.

6. Способ по п.1 или 4, отличающийся тем, что регулирующий элемент устанавливают в перепускную систему с помощью колонны штанг, регулируют поток пластового флюида из объекта, расположенного выше пакера, либо возвратно-поступательным движением колонны штанг, либо вращением колонны штанг, а при исследовании нескольких объектов, расположенных выше насоса и пакера, сначала закрывают гидравлический канал для самого верхнего объекта, затем последовательно сверху-вниз для других эксплуатационных объектов.

7. Способ по п.1 или 4, отличающийся тем, что устанавливают в перепускную систему шар или плунжер путем его свободного сброса в колонну труб или в трубопровод с обеспечением его установки после падения в посадочном гнезде в заданном месте, при этом он либо разделяет гидравлический канал перепускной системы от колонны труб, либо частично перекрывает сечение гидравлического канала перепускной системы для обеспечения заданного дебита из соответствующего объекта во время его эксплуатации, либо закрывает гидравлический канал перепускной системы на время исследования соответствующего эксплуатационного объекта.

8. Способ по п.1 или 4, отличающийся тем, что регулирующий элемент временно извлекают или заменяют его на другой, предназначенный для регулирования закачки рабочего агента при воздействии, по меньшей мере, на один эксплуатационный объект с целью его глушения или изменения его продуктивности, значение которой отслеживают по темпу восстановления забойного давления, соответствующего этому объекту, после остановки электропогружного насоса или после перекрытия поступления потока его пластового флюида с помощью регулирующего элемента в виде клапана-отсекателя, или после закачки в данный объект рабочего агента, причем в качестве рабочего агента используют жидкость глушения или агент для интенсификации добычи нефти, или кислоту, или состав для водоизоляции,

газоизоляции, или растворитель углеводородного конденсата, или водонефтяную эмульсию, или углеводородный газ, или состав для предупреждения пескопроявления, образования гидратов, или ингибитор солеотложения, коррозии, асфальто-смоло-парафино отложений, или деэмульгатор для разделения воды и нефти, или состав для сохранения мелкодисперсной газожидкостной смеси.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что регулирующий элемент устанавливают в перепускную систему стационарно в ходе спуска колонны труб для управления режимом, по меньшей мере, одного из эксплуатационных объектов, путем либо подбора диаметров отдельных элементов, образующих гидравлический канал перепускной системы - трубопровод, радиальный канал перепускного устройства без или со встроенным в него штуцером, либо монтажа обратного клапана для пропуска пластового флюида только в одном направлении, либо размещения в перепускной системе клапана-отсекателя, обеспечивающего полное перекрытие потока пластового флюида на время исследования этого объекта, либо использования сужающего устройства, изменяющего свою регулировочную характеристику частичным перекрытием гидравлического канала, либо установки клапана, управляемого с поверхности с помощью электропривода или гидропривода, либо расположения в перепускной системе автономного регулятора с электроприводом, при этом срабатывание клапана-отсекателя или изменение регулировочной характеристики сужающего устройства происходит от изменения давления в колонне труб или трубопроводе, или от перепада давлений, или от импульса давления, а для управления этими процессами искусственно изменяют технологический режим работы либо сменой оборотов электропогружного насоса, либо изменением устьевого давления, при этом увеличивают давление в колонне труб путем установки устьевого штуцера или регулятора, или временным закрытием задвижки, или подачей рабочего агента либо агрегатом, либо из системы поддержания пластового давления, а уменьшают его с помощью струйного аппарата, используя более высокую энергию либо флюида, извлекаемого из скважины с помощью высоконапорного электропогружного насоса, либо рабочего агента из системы поддержания пластового давления, либо остановкой погружного насоса, либо свабированием.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что, по меньшей мере, для одного эксплуатационного объекта, расположенного выше пакера, управляют дебитом или/и воздействуют на него рабочим агентом полным или частичным перекрытием, по меньшей мере, одного гидравлического канала перепускной системы с помощью, по меньшей мере, одного регулирующего элемента путем натяжения, по меньшей мере, одного гибкого элемента, выполненного в виде либо проволоки, либо троса, либо каната, либо кабеля, либо шланга, либо веревки, либо провода, либо лески.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве регулирующего элемента используют штанговый глубинный насос с радиальным каналом, размещенным на боковой стенке цилиндра, при этом устанавливают его в верхнем перепускном устройстве, причем его применяют для управления потоком пластового флюида из объекта, расположенного выше пакера, либо его отсекают за счет перекрытия плунжером радиального канала в боковой стенке цилиндра, либо его регулируют путем частичного перекрытия плунжером радиального канала, выполненного в виде продольной щели, либо его откачивают из этого объекта одновременно с работой электропогружного насоса или в момент его остановки, а также его применяют для индивидуальной откачки пластового флюида из объекта, расположенного под пакером, либо для откачки пластовых флюидов из одновременно эксплуатируемых

объектов.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве регулирующего элемента для прекращения поступления потока пластового флюида к приему электропогружного насоса, по меньшей мере, из одного объекта, расположенного выше пакера, используют дополнительный многоразовый пакер, путем его временной посадки и перекрытия гидравлического канала перепускной системы или затрубного пространства между ней и этим объектом, причем в качестве такого пакера используют либо электромеханический пакер, управляемый электроприводом подачей тока по кабелю с поверхности или от автономного источника питания, либо «надувной пакер», управляемый закачкой рабочего агента по гидропроводу или созданием в колонне труб избыточного давления, либо гидравлический пакер, срабатывающий при создании избыточного давления в колонне труб или в трубопроводе, либо механический пакер, срабатывающий при изменении нагрузки на колонне труб или на трубопроводе, либо «жидкий пакер», устанавливаемый путем закачки рабочего агента с заданным статическим напряжением через затрубное пространство или трубопровод, или колонну труб.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что спускают электропогружной насос на колонне труб либо под нижний эксплуатируемый объект, оснащая его кожухом, а пакер устанавливают под или над этим объектом, либо насос располагают над нижним эксплуатируемым объектом, при этом его не оснащают кожухом, если дебит нижнего объекта обеспечивает достаточное охлаждение погружного электродвигателя на рабочем режиме, а в противном случае кожух спускают вместе с насосом, причем кожух верхним концом крепят либо к электропогружному насосу, либо к колонне труб под или над выходом пластовых флюидов из перепускной системы, а нижний конец кожуха либо оставляют свободно, либо герметизируют в разъединителе колонны телескопическим соединением.

14. Способ по п.1, отличающийся тем, что при эксплуатации объектов из подпакерного пространства, сообщенного с приемом электропогружного насоса, отводят свободный попутный газ, либо по образованному гидравлическому каналу перепускной системы, используемому для поступления потока пластового флюида из объекта, расположенного выше пакера, либо по дополнительно созданной перепускной системе для отвода свободного газа по индивидуальному гидравлическому каналу, при этом свободный газ поступает в затрубное пространство над пакером или над эксплуатируемым объектом, расположенным выше пакера, а из надпакерного пространства его подъем на поверхность осуществляют по затрубному пространству и/или по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб и не используемому для извлечения пластового флюида на поверхность.

15. Способ по п.1, отличающийся тем, что в процессе эксплуатации объекта, расположенного над пакером, перед тем как направить его пластовый флюид к приему работающего насоса, до поступления их в перепускную систему или непосредственно в гидравлическом канале перепускной системы от них отделяют либо газ с помощью сепаратора, либо мехпримеси с помощью фильтра, или пескосборника, или песочного якоря, либо вязкую нефть, причем эти процессы осуществляют без или с подводом дополнительной энергии, без или с подачей рабочего агента.

16. Способ по п.1, отличающийся тем, что, по меньшей мере, один объект, расположенный над пакером и насосом, либо изолируют от приема погружного насоса, либо обеспечивают из него временное поступление потока пластового флюида

открытием гидравлического канала в соответствующей ему перепускной системе, причем это поступление потока осуществляют на время либо запуска электропогружного насоса, либо вывода скважины на установившийся режим работы, либо освоения эксплуатационного объекта углеводородов, либо при
5 превышении номинальной производительности электропогружного насоса над суммарным дебитом эксплуатируемых объектов углеводородов, либо для снижения влияния абразивных частиц при выносе проппанта после гидроразрыва пласта, либо для снижения вероятности осложнений - коррозии, солеотложения, отложения
10 гидратов и асфальто-смоло-парафинов.

17. Способ по п.1, отличающийся тем, что пластовый флюид направляют на прием работающего электропогружного насоса, причем он работает непрерывно или его запускают в работу временно, либо только для освоения объекта, а затем эксплуатируют скважину фонтанным способом, либо только для исследования
15 параметров и характеристик объекта, либо для периодического отбора накопившихся жидких пластовых флюидов, либо для циклического воздействия на объект, либо для перехода от непрерывной эксплуатации одного объекта к одновременно-раздельной эксплуатации нескольких объектов, либо при поочередной эксплуатации объектов, при этом на прием насоса направляют жидкую часть пластового флюида - воду,
20 жидкие углеводороды, а газ, отделенный от жидкой части пластового флюида без или с помощью газосепаратора, направляют на поверхность либо отдельно по трубопроводу, либо часть газа используют для создания газлифтного эффекта, смешивая его с жидкой частью флюида на заданной глубине.

18. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют параметры эксплуатационного объекта, расположенного выше электропогружного насоса и пакера, с помощью, по
25 меньшей мере, одного измерительного прибора, установленного стационарно в перепускной системе или между ней и исследуемым объектом или вместе с электродвигателем насоса под или над ним, при этом измерительный прибор спускают либо на проволоке, либо на кабеле, либо на колонне штанг, либо на
30 трубопроводе, расположенном внутри колонны труб, либо на колонне труб, соединяя с индивидуальным кабелем или с силовым кабелем для электропогружного двигателя, или с кабелем для привода регулирующего элемента, используя этот кабель для
35 питания измерительного прибора и/или для передачи измеряемых параметров на поверхность, причем в качестве измерительного прибора используют либо расходомер механический или термоиндукционный, или электромагнитный, или вихревой, или ультразвуковой, либо манометр, либо термометр, либо уровнемер, либо
40 плотномер, либо резистивиметр, либо микрофон, либо шумомер, либо датчик радиоактивности, либо видеокамеру, либо регистратор трассирующих агентов или компонент, характерных для пластового флюида исследуемого объекта.

19. Способ по п.4 или 18, отличающийся тем, что измеряют параметры потока пластового флюида, добываемого из исследуемого объекта, учитывая при этом его
45 дебит, с помощью, по меньшей мере, одного индивидуального измерительного прибора или измерительного прибора, совмещенного с регулирующим элементом и установленного с возможностью его замены без подъема колонны труб, при этом его либо временно спускают в трубопровод, расположенный внутри колонны труб на
50 заданную глубину, по меньшей мере, под одно устройство перекрестного течения на проволоке или на канате, или на геофизическом кабеле, или на оптоволоконном кабеле, или на колонне штанг, либо устанавливают на заданное время исследования в посадочное гнездо в гидравлическом канале перепускной системы перед или после

спуска колонны труб с помощью канатной техники или на проволоке, или на кабеле, или на колонне штанг, причем измерительный прибор выполнен автономным или с возможностью передачи измеряемых параметров на поверхность по электропроводу или по гидроприводу через сплошную среду, или он выполнен в виде
5 оптоволоконного кабеля, который спускают во внутрь или снаружи трубопровода или колонны труб, или с колонной штанг, либо сбрасывают измерительный прибор в свободном падении, причем в качестве измеряемых параметров потока флюида эксплуатационного объекта регистрируют его одну или несколько физических
10 величин - расход, давление, температуру, профиль притока, обводненность, газосодержание и другие его физико-химические свойства, после чего определяют параметры и характеристики этого и другого эксплуатационных объектов.

20. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют параметры потока пластового флюида исследуемого объекта, отбивая динамический уровень с помощью эхолота, при этом определяют направление перетока флюида и его расход по образованному гидравлическому каналу перепускной системы, причем в момент остановки насоса поток флюида происходит в направлении объекта, с меньшим приведенным
15 пластовым давлением, а при работе насоса пластовый флюид перетекает сверху-вниз, замеряют расход флюида по гидравлическому каналу на различных технологических режимах и определяют характеристики эксплуатируемых объектов и свойства их флюидов, причем изменяют технологический режим, по меньшей мере, одного эксплуатируемого объекта путем выполнения одной или нескольких операций -
20 временное перекрытие притока флюида по гидравлическому каналу регулирующим элементом, изменение частоты вращения вала электропогружного насоса, изменение буферного давления, подача рабочего агента или части извлекаемого флюида с поверхности в затрубное пространство или в трубопровод с одновременной регистрацией динамики изменения обводненности извлекаемого флюида.

21. Способ по п.1, отличающийся тем, что выше электропогружного насоса и выше
30 объекта, расположенного над пакером, устанавливают, по меньшей мере, один дополнительный пакер, под дополнительным эксплуатируемым объектом, обеспечивают поступление потока жидкой части его флюида сверху вниз, либо в затрубное пространство под дополнительным пакером, либо к приему
35 электропогружного насоса через гидравлический канал перепускной системы, совмещенный с уже образованным гидравлическим каналом перепускной системы или через дополнительный индивидуальный гидравлический канал, с возможностью управляемого перекрытия потока флюида с помощью регулирующего элемента и/или
40 измерения его параметров с помощью измерительного прибора.

22. Способ по п.1 или 21, отличающийся тем, что внутри колонны труб спускают, по меньшей мере, два трубопровода, при этом используют первый из них для
45 поступления потока жидкой части флюида из эксплуатационного объекта, расположенного выше пакера, к приему электропогружного насоса, а второй трубопровод используют либо для отвода свободного газа, либо для притока пластового флюида эксплуатационного объекта, расположенного над
дополнительным пакером, через несколько или одно перепускное устройство, расположенное под нижним пакером.

23. Способ по п.1 или 21, отличающийся тем, что для объекта, расположенного
50 выше насоса и пакера, используют либо одно, соответствующее этому объекту, перепускное устройство, расположенное над или под, или напротив этого объекта, либо несколько перепускных устройств, разнесенных по глубине скважины, для

каждого из которых выбирают регулировочные характеристики, таким образом, чтобы обеспечить заданный режим эксплуатации объекта или эффективность процесса сепарации газа от жидкости, или процесса разделения воды от нефти, при этом газообразную и более легкую часть пластового флюида без предварительного подпора электропогружным насосом направляют на поверхность по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб и/или по затрубному пространству, а жидкую и более тяжелую часть пластового флюида направляют сверху вниз по трубопроводу, расположенному внутри колонны труб, без или с предварительным отстоем в затрубном пространстве.

24. Способ по п.1 или 21, отличающийся тем, что для каждого из эксплуатируемых объектов, расположенных выше насоса и пакера, над верхним пакером устанавливают, по меньшей мере, один регулирующий элемент в гидравлический канал его индивидуальной перепускной системы или общей перепускной системы, причем регулирующий элемент располагают в перепускном устройстве, либо в трубопроводе, либо в дополнительном трубопроводе.

25. Скважинная установка для реализации способа, включающая электропогружной насос, спущенный в скважину на колонне труб, по крайней мере, с одним пакером, размещенным выше его приема, отличающаяся тем, что колонна труб с пакером оснащена перепускной системой, состоящей, по меньшей мере, из двух муфт перекрестного течения, спущенных на колонне труб и расположенных выше и ниже пакера, и, по крайней мере, из одного трубопровода, размещенного внутри колонны труб между муфтами перекрестного течения и изолированного от колонны труб, причем муфты перекрестного течения выполнены с эксцентричными каналами, сообщающимися с колонной труб, а также с радиальными и осевыми каналами, образующими вместе с трубопроводом гидравлический канал перепускной системы, обеспечивающий сообщение или разобщение между собой пространств над и под пакером с помощью, по меньшей мере, одного регулирующего элемента, установленного в перепускной системе.

26. Скважинная установка по п.25, отличающаяся тем, что в муфте перекрестного течения радиальные каналы выполнены либо перпендикулярно оси скважины, либо под наклоном к ней в направлении потока - вниз для верхней муфты перекрестного течения и вверх для нижней муфты перекрестного течения, либо они выполнены попарно, располагаясь напротив друг друга или напротив радиальных сквозных каналов соответствующих регулирующих элементов, а осевой канал выполнен в виде посадочного гнезда для съемного регулирующего элемента, который выполнен в виде либо глухой пробки без или со сквозным осевым отверстием, гидравлически несвязанным с радиальным каналом муфты перекрестного течения, либо клапана с радиальным каналом со сквозным или несквозным осевым отверстием, расположенным снизу и/или сверху его, и гидравлически связанным с одной стороны с радиальным каналом муфты перекрестного течения, а с другой стороны - с трубопроводом или колонной труб, либо клапана-отсекателя для гидравлического канала перепускной системы, либо циркуляционного клапана механического действия, управляемого ударами с помощью канатной техники, либо измерительного прибора, причем перепускная система выполнена в соответствии с характеристиками соответствующего ей объекта, а ее радиальный канал, предназначенный для входа пластового флюида расположен ниже или выше, или напротив интервала перфорации соответствующего объекта или точки врезки в скважину бокового ствола.

27. Скважинная установка по п.25, отличающаяся тем, что при наличии

дополнительного эксплуатационного объекта она оснащена дополнительным пакером и дополнительной перепускной системой с соответствующей дополнительной муфтой, с возможностью, как гидравлического соединения между собой данного объекта и погружного насоса, так и их разобщения, с помощью соответствующего регулирующего элемента, при этом в зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, перепускной системой для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом внутри или снаружи колонны труб, электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинной камерой со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным измерительным прибором для замера физических параметров потока пластового флюида, обратным клапаном и разъединителем колонны на верхнем конце трубопровода, дополнительным пакером над эксплуатируемыми объектами, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом, сепаратором газа, фильтром, песочным якорем, пескосборником, диспергатором, струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным пакером с разъединителем колонны под насосом, дополнительным насосом, дополнительным кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

28. Скважинная установка для реализации способа, включающая электропогружной насос, спущенный в скважину на колонне труб, по крайней мере, с одним пакером, установленным выше его приема, отличающаяся тем, что колонна труб с пакером оснащена перепускной системой, состоящей, по меньшей мере, из двух муфт радиального течения с радиальными каналами, расположенных выше и ниже пакера, и, по крайней мере, из одного трубопровода, размещенного внутри колонны труб между муфтами радиального течения и изолированного от колонны труб, при этом перепускная система выполнена с возможностью как гидравлического соединения между собой пространств, образующихся над и под пакером, через радиальные каналы муфт радиального течения, так и их разобщения, с помощью, по меньшей мере, одного регулирующего элемента, установленного внутри или снаружи перепускной системы.

29. Скважинная установка по п.28, отличающаяся тем, что при наличии дополнительного эксплуатационного объекта она оснащена дополнительным пакером и дополнительной перепускной системой с соответствующим муфтами радиального течения, с возможностью как гидравлического соединения между собой данного объекта и погружного насоса, так и их разобщения, с помощью соответствующего регулирующего элемента, при этом в зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, перепускной системой для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для

крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом внутри или снаружи колонны труб, электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинной камерой со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным измерительным прибором для замера физических параметров потока пластового флюида, обратным клапаном и разъединителем колонны на верхнем конце трубопровода, дополнительным пакером над эксплуатируемыми объектами, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом, сепаратором газа, фильтром, песочным якорем, пескосборником, диспергатором, струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным пакером с разъединителем колонны под насосом, дополнительным насосом, дополнительным кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением, электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

30. Скважинная установка для реализации способа, включающая электропогружной насос, спущенный в скважину на колонне труб с двумя пакерами, установленными выше его приема, отличающаяся тем, что для каждого эксплуатируемого объекта, расположенного выше пакера, колонна труб оснащена соответствующей ему перепускной системой, состоящей из муфты направленного течения с перепускными каналами, при этом она выполнена с возможностью гидравлического соединения, с одной стороны - с приемом электропогружного насоса через перепускное устройство, расположенное под нижним пакером, и через трубопровод, а с другой стороны - с данным объектом, либо через радиальный канал в муфте направленного течения при расположении его над пакерами, либо еще и через дополнительный трубопровод, размещенный концентрично или эксцентрично внутри колонны труб и изолированный от нее, при расположении этого объекта под пакером, а также перепускная система выполнена с возможностью гидравлического частичного или полного разобщения между собой пространств, образующихся над и под пакерами через перепускные каналы, с помощью либо двух, либо одного, регулирующего элемента, установленного в гидравлическом канале перепускной системы над верхним пакером.

31. Скважинная установка по п.30, отличающаяся тем, что одно перепускное устройство или одна муфта направленного течения выполнена в виде либо муфты перекрестного течения, либо муфты радиального течения, либо циркуляционной втулки, управляемой ударами яса канатного инструмента, либо скважинной камеры, при этом в зависимости от условий эксплуатации скважины она дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов - измерительной системой, кабельным вводом, штуцером, герметизирующим штоком, кожухом, износостойким вкладышем, седлом, затвором, герметизирующим элементом, фиксатором, ниппелем, переходником, расходомером, перепускной системой для стравливания свободного газа, пружиной, хомутом для крепления кабеля, защитным кожухом гибкого элемента, регулятором в корпусе, ограничителем, импульсной трубкой или шлангом, штоком, сильфоном, гидроцилиндром, автономным устройством для отсекаания потока, дополнительным трубопроводом внутри или снаружи колонны труб, электрораспределительным устройством, упором, центратором, скважинной камерой со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным измерительным прибором для замера

физических параметров потока пластового флюида, обратным клапаном и
разъединителем колонны на верхнем конце трубопровода, дополнительным пакером
над эксплуатируемыми объектами, вертлюгом, муфтой с эксцентриситетом,
5 сепаратором газа, фильтром, песочным якорем, пескосборником, диспергатором,
струйным аппаратом, устройством глушения, дополнительным пакером с
разъединителем колонны под насосом, дополнительным насосом, дополнительным
кабелем, сужающим устройством, шарниром, телескопическим соединением,
электроприводным клапаном, гидроприводным клапаном.

10

15

20

25

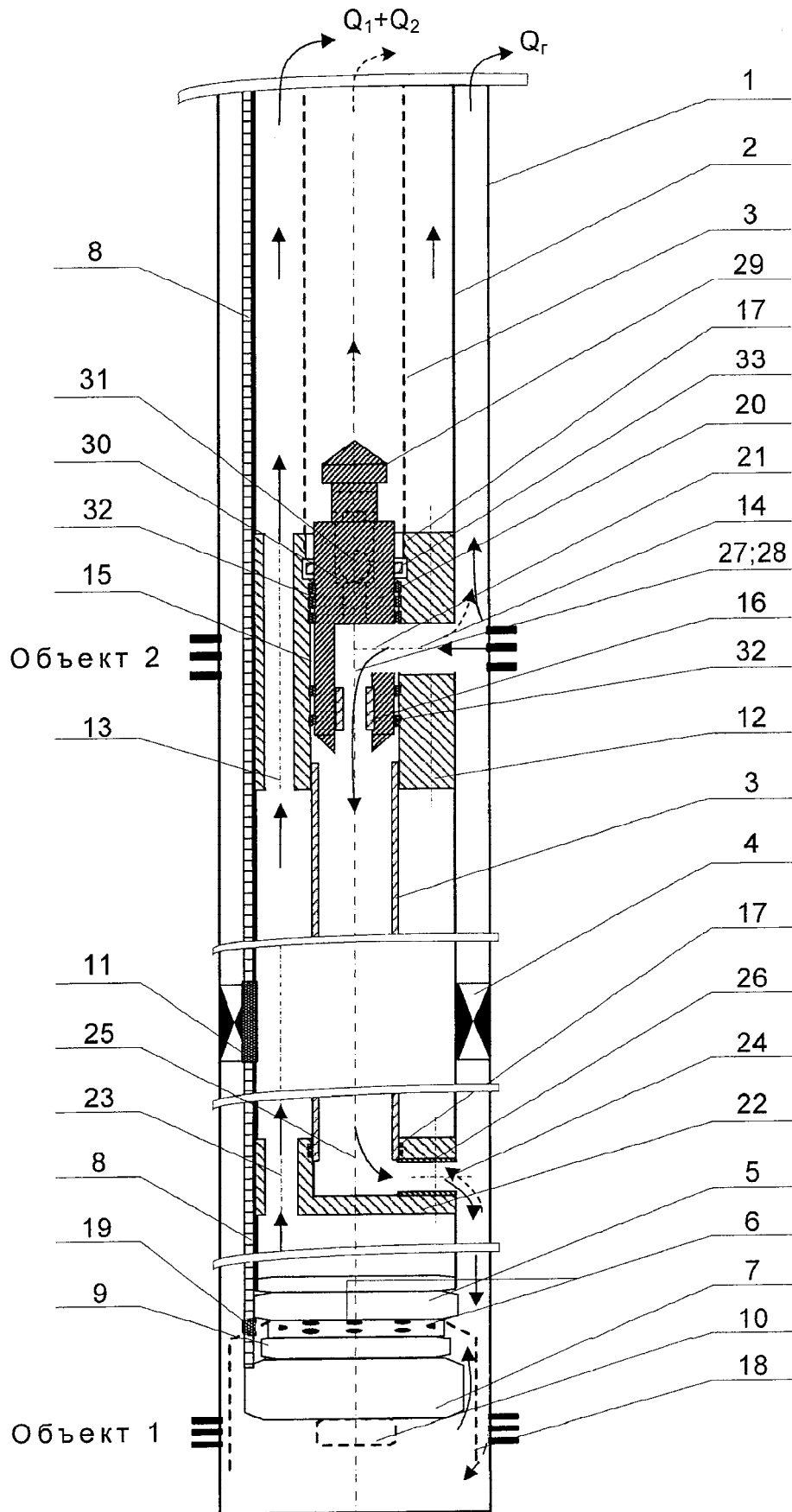
30

35

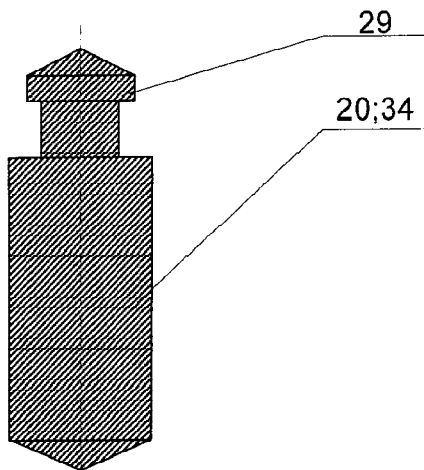
40

45

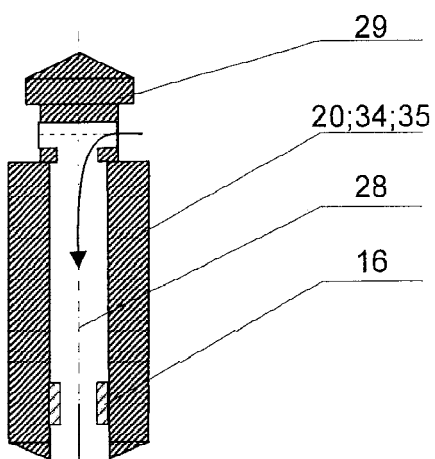
50



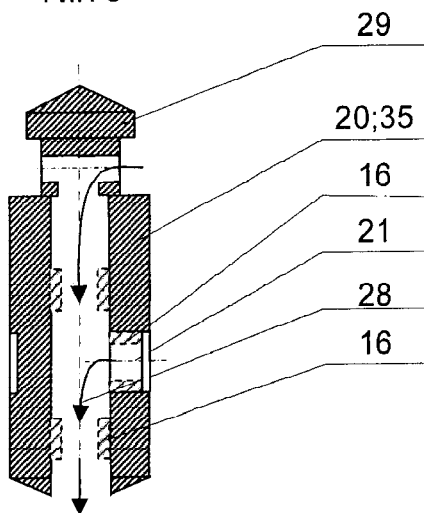
Фиг. 1



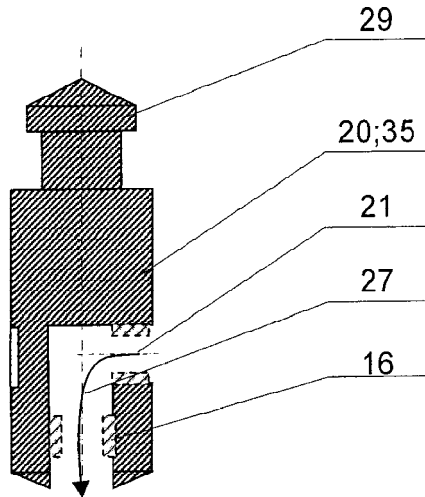
Фиг. 2



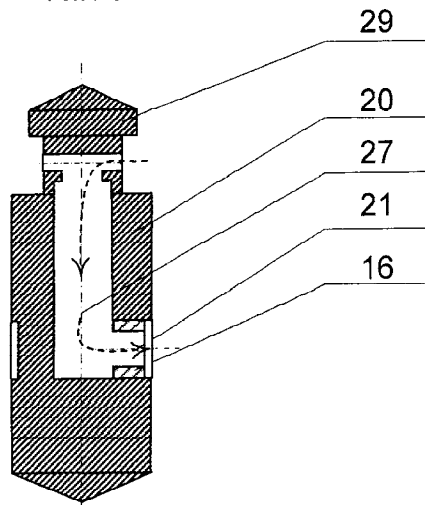
Фиг. 3



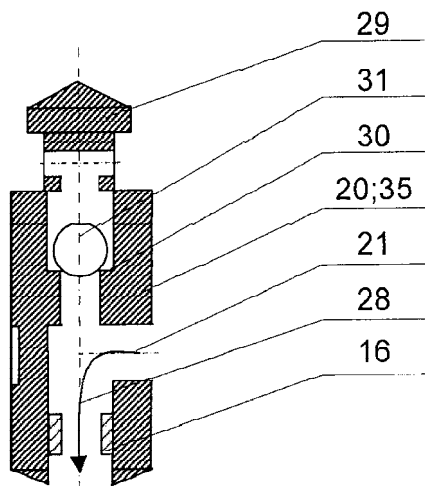
Фиг. 4



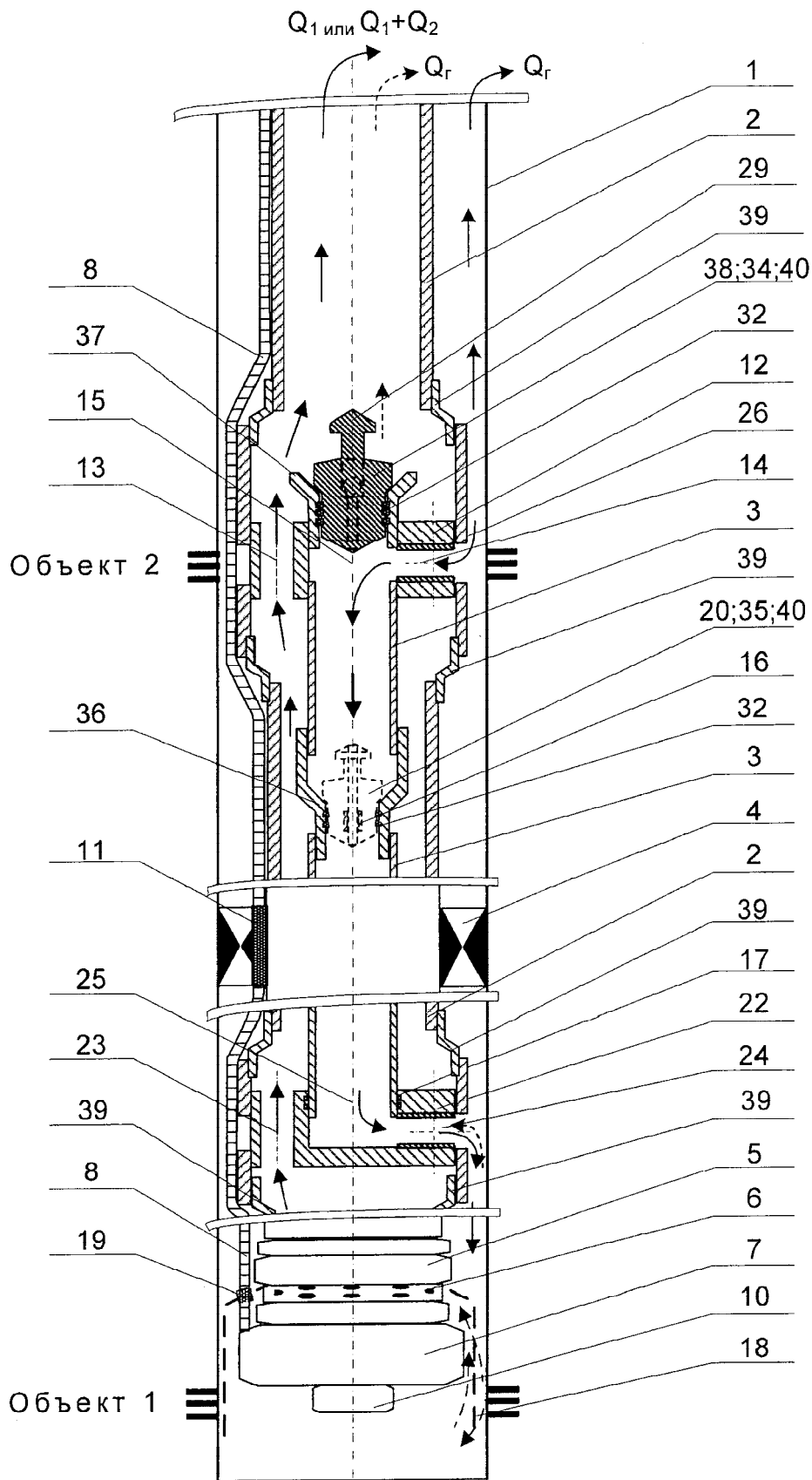
Фиг. 5



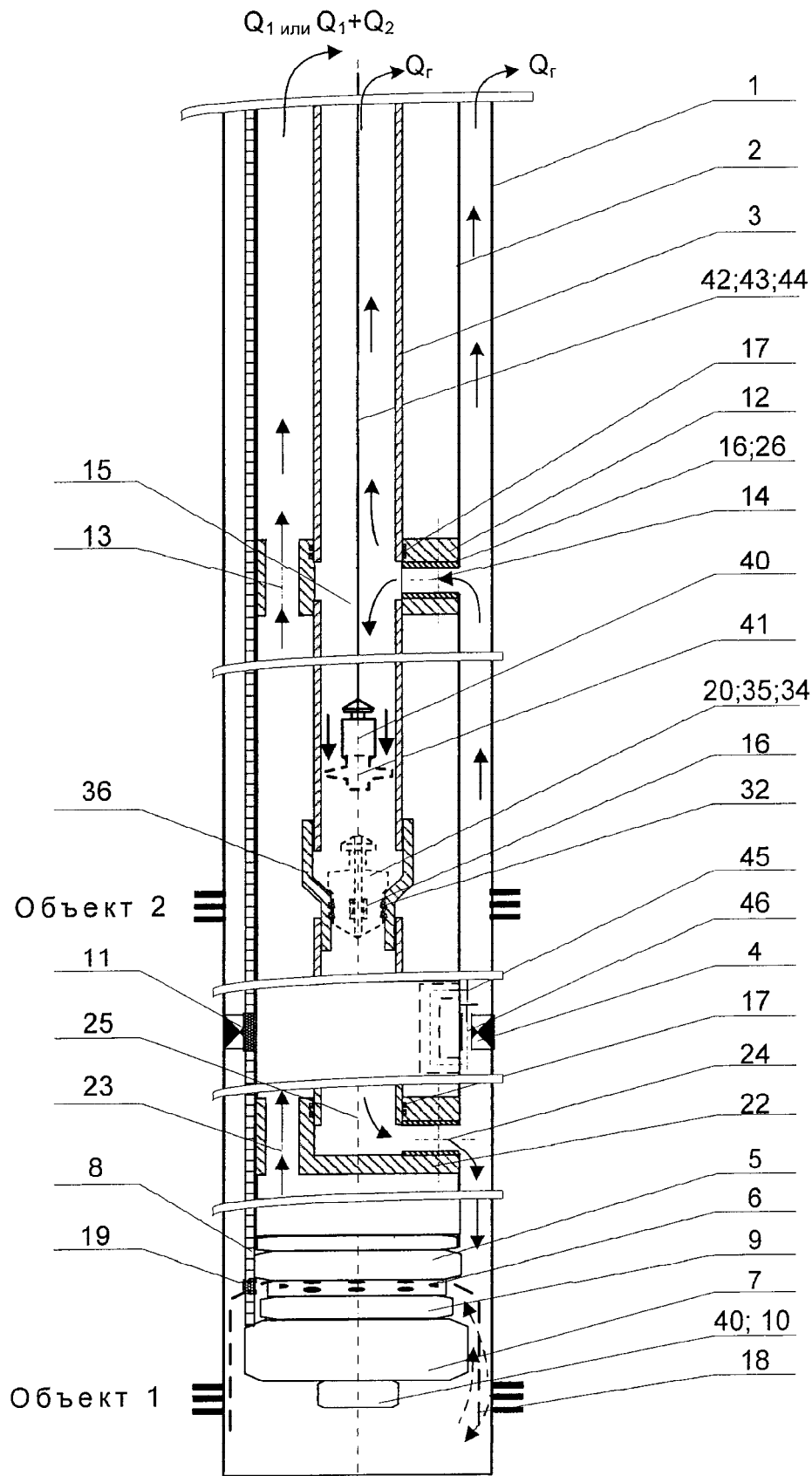
Фиг. 6



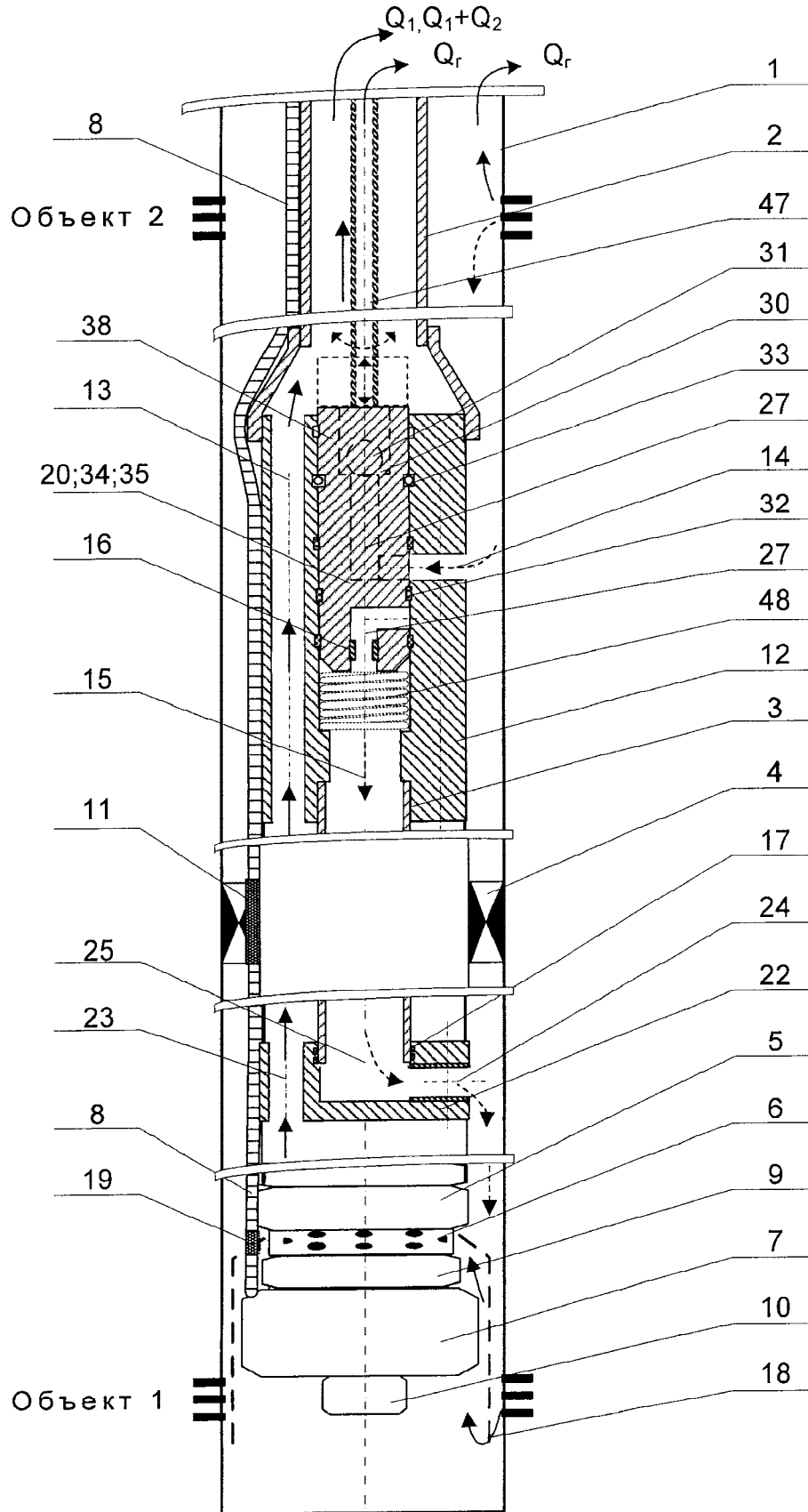
Фиг. 7



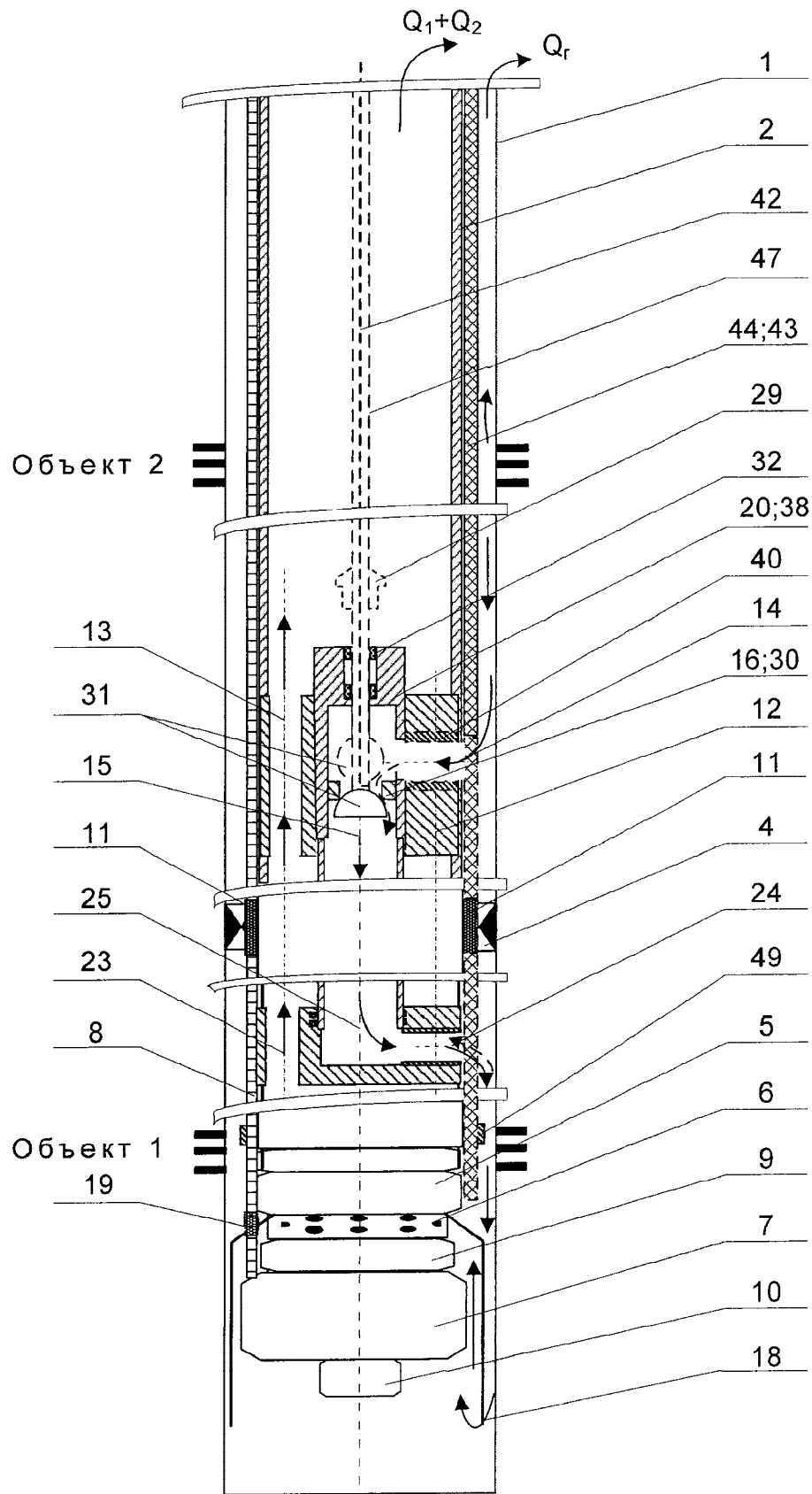
Фиг. 8



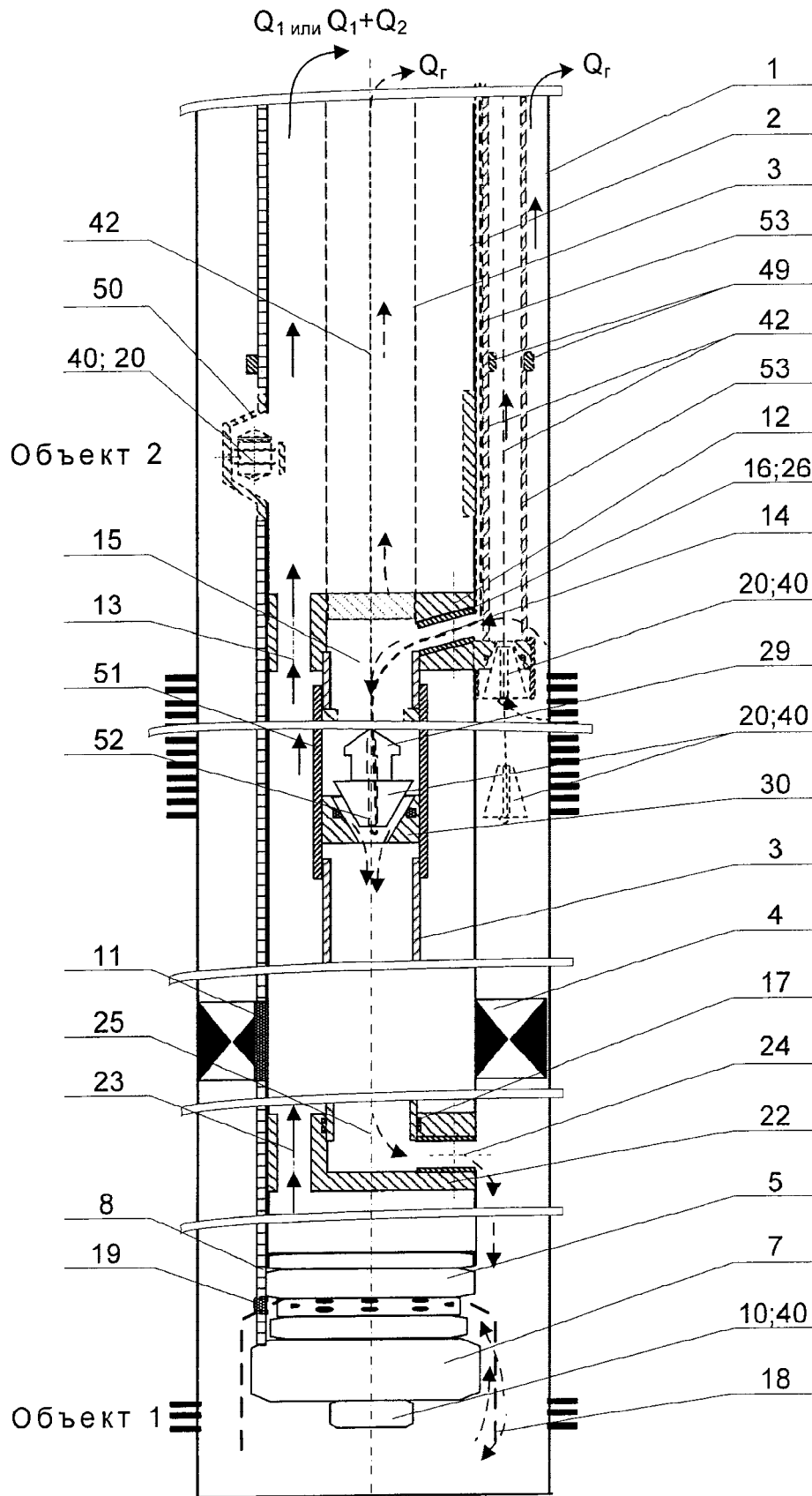
Фиг. 9



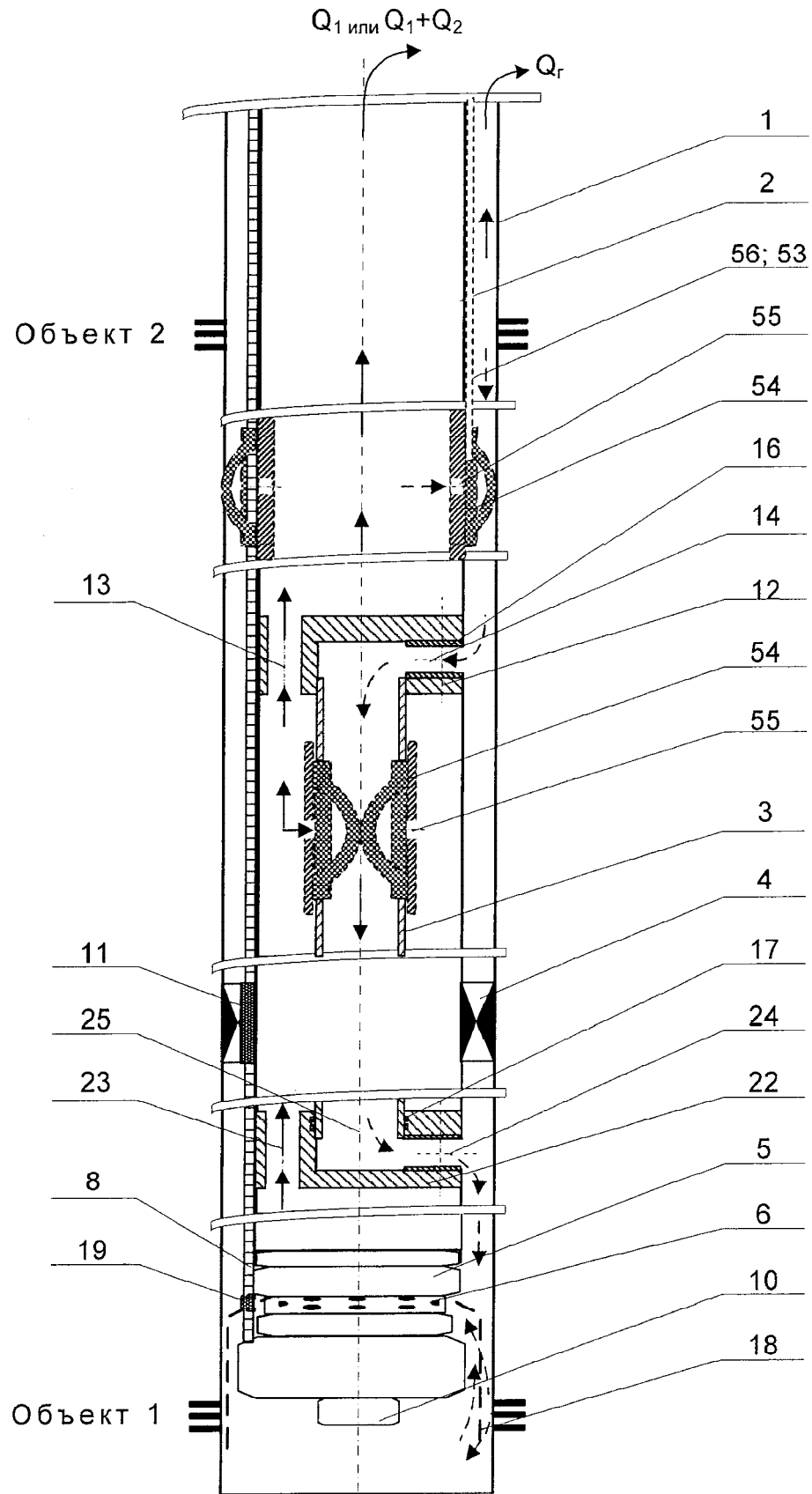
Фиг. 10



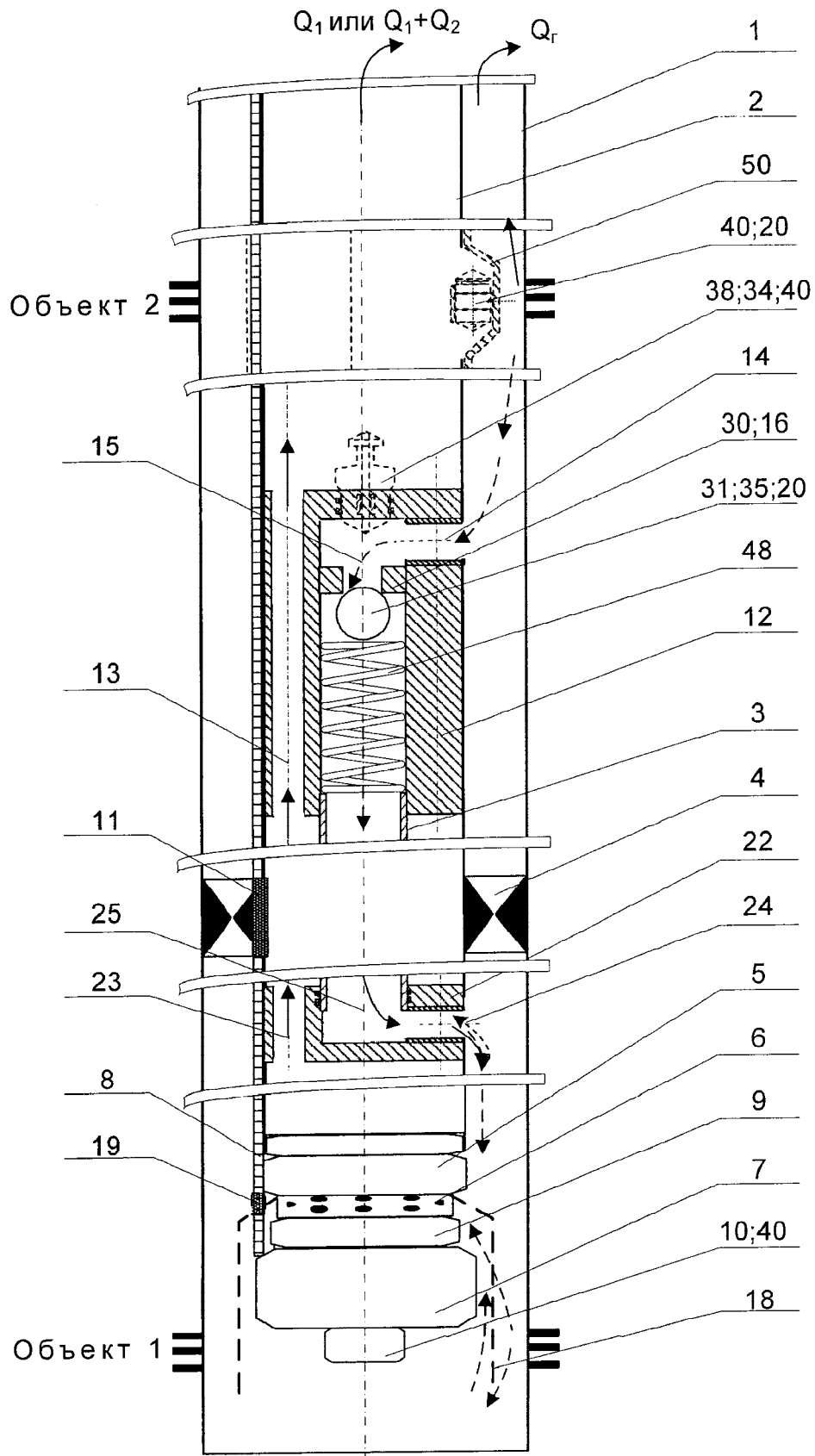
Фиг. 11



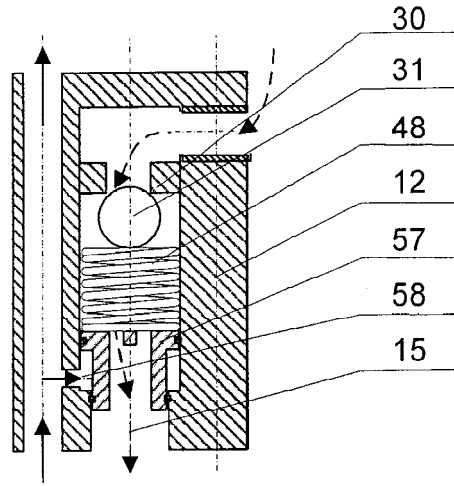
Фиг. 12



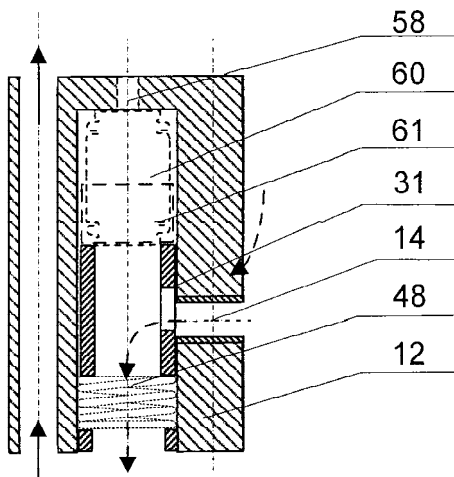
Фиг. 13



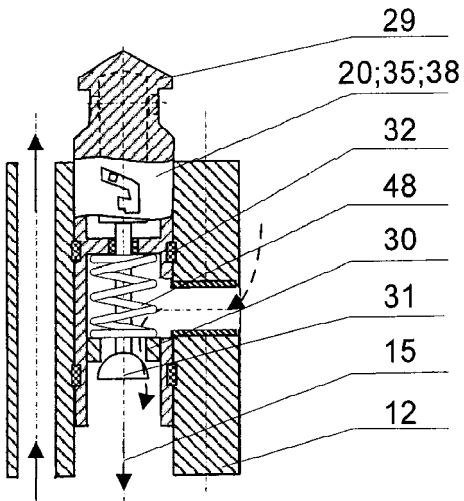
Фиг. 14



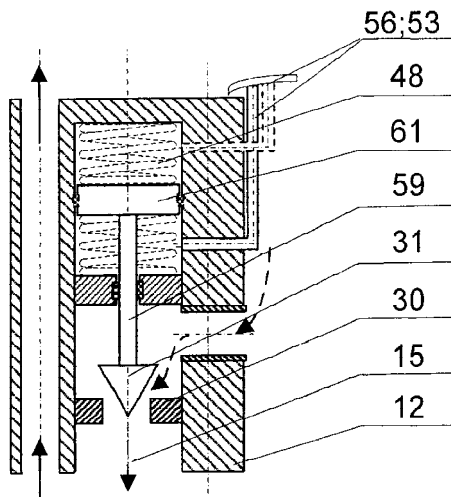
Фиг. 15



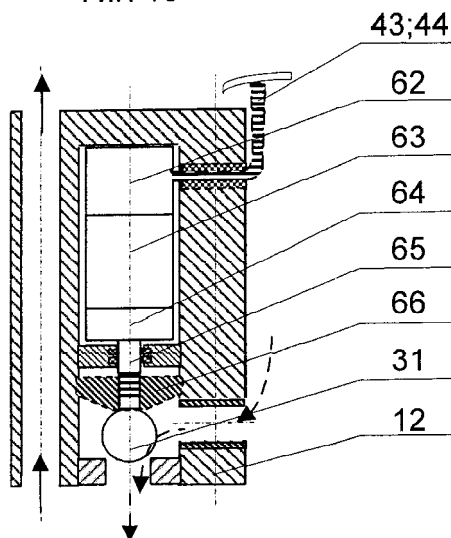
Фиг. 16



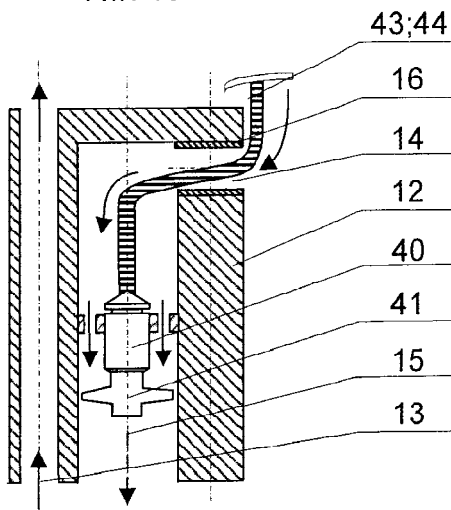
Фиг. 17



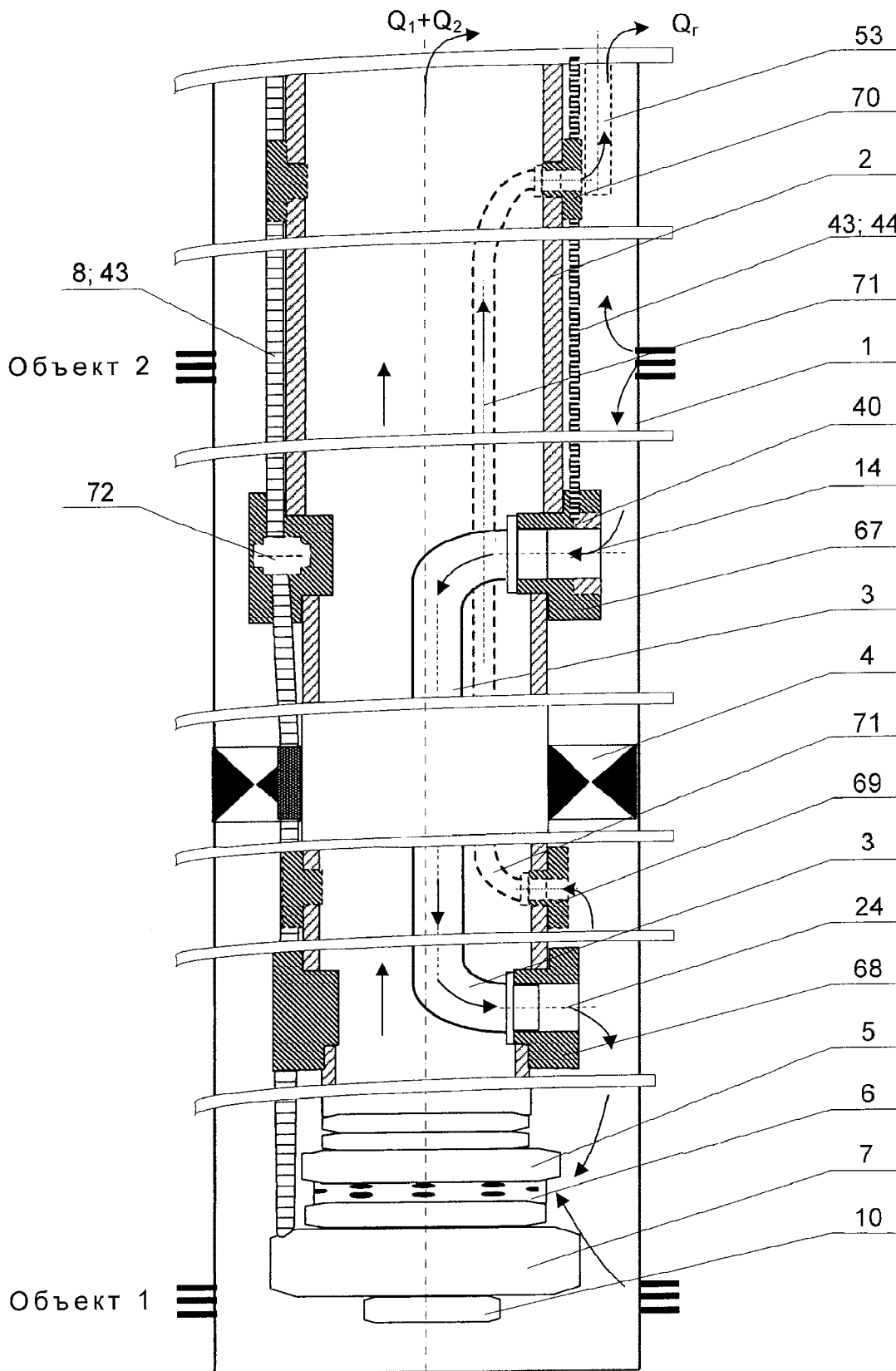
Фиг. 18



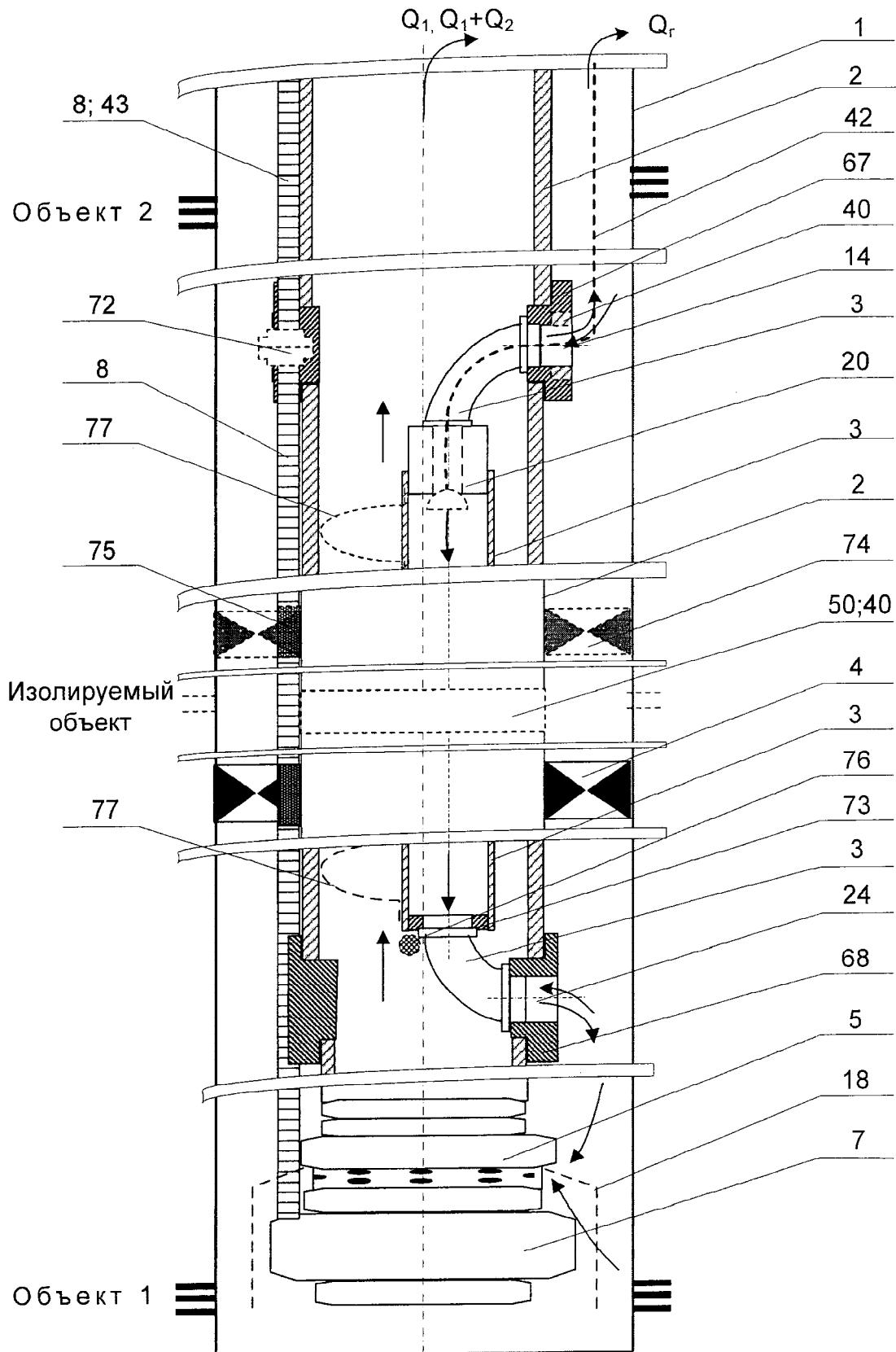
Фиг. 19



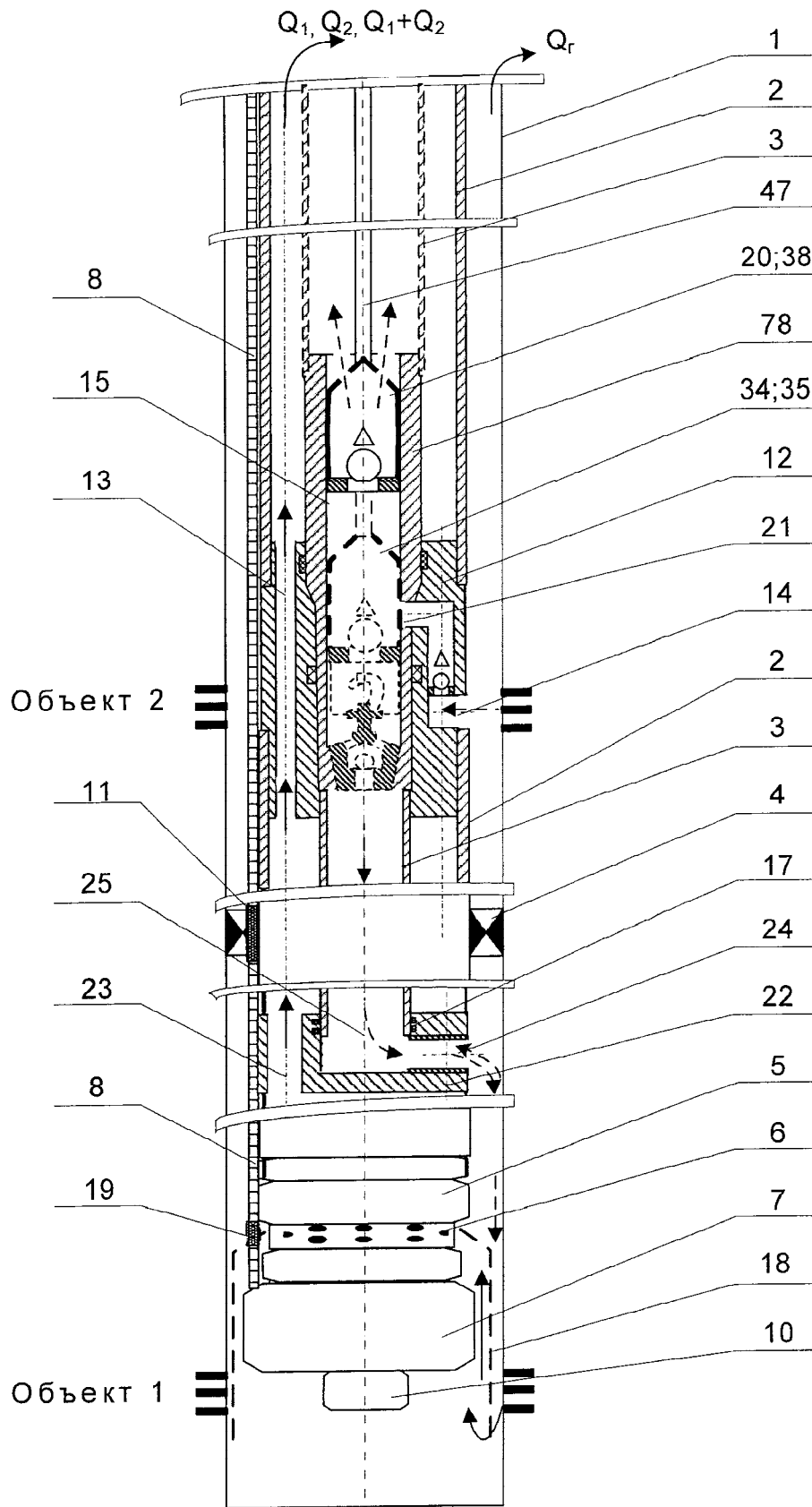
Фиг. 20



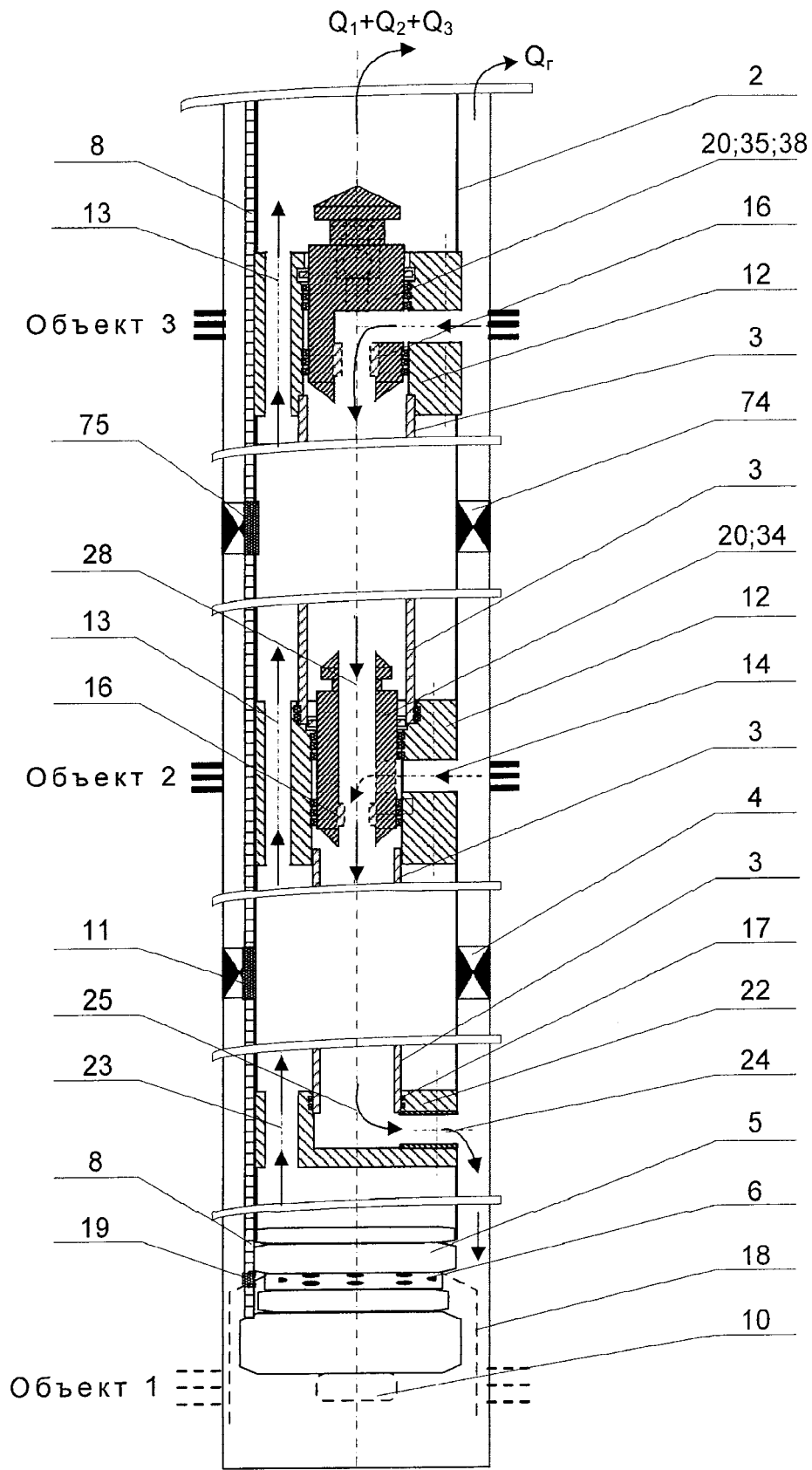
Фиг. 21



Фиг. 22



Фиг. 23



Фиг. 24