



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2007114215/03, 16.04.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
16.04.2007

(45) Опубликовано: 20.01.2009 Бюл. № 2

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2291953 C1, 20.01.2007. RU 2253009
C1, 27.05.2005. RU 2258799 C2, 20.08.2005. RU
2262586 C2, 10.12.2004. US 6119780 A,
19.09.2000. US 5335732 A, 09.09.1994.Адрес для переписки:
628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск, ОПС
16, а/я 1178, ООО НИИ "СибГеоТех"

(72) Автор(ы):

Шарифов Махир Зафар оглы (RU),
Леонов Василий Александрович (RU),
Соколов Алексей Николаевич (RU),
Сальманов Рашит Гилемович (RU),
Азизов Хубали Фатали оглы (RU),
Азизов Фатали Хубали оглы (RU),
Леонов Илья Васильевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(54) СПОСОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ С ПОГРУЖНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ (ВАРИАНТЫ)

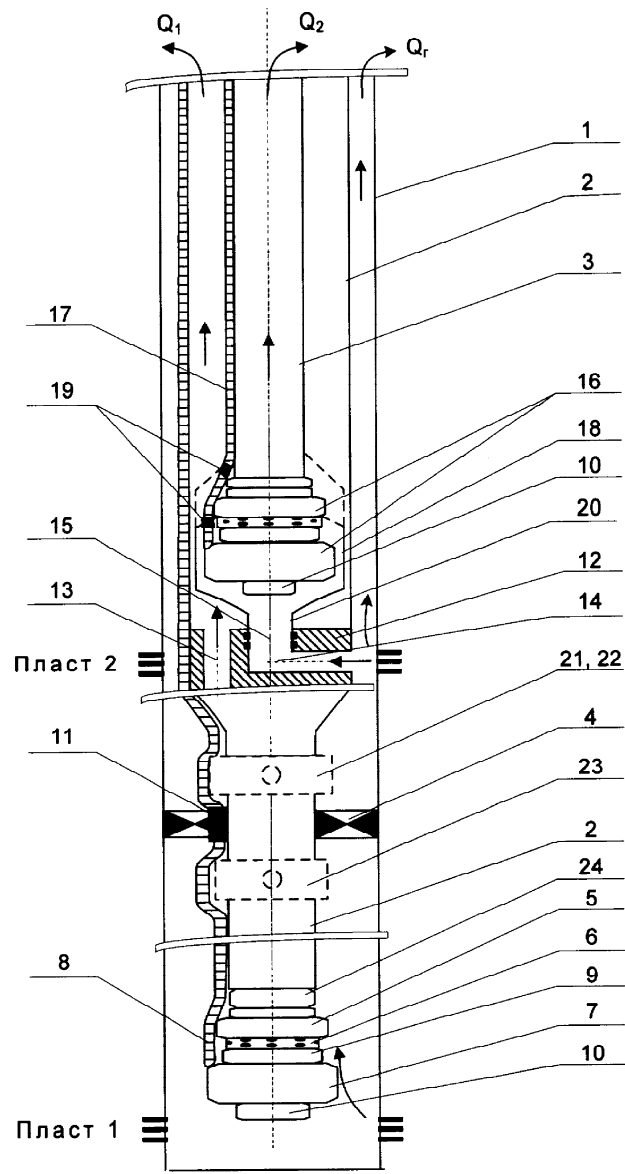
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к добыче углеводородов и предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации, по меньшей мере, двух пластов одной скважины, оснащенной погружной насосной установкой и пакером. Обеспечивает повышение эффективности способа. Сущность изобретения: по одному из вариантов способ включает спуск в скважину концентрично двух - внешней и внутренней - колонн труб, пакера, расположенного между двумя пластами и двух искусственных лифтов. При этом нижний из них для добычи флюида из нижнего пласта спущен на внешней колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем. Согласно изобретению подбирают нижний электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта. Спускают его в скважину ниже пакера с кабельным вводом и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для добычи из него флюида по кольцевому пространству, образованному между двумя колоннами труб. Выше электропогружного насоса устанавливают устройство перекрестного течения, выполненного с эксцентричными каналами

для подъема флюида нижнего пласта и перекрестным каналом с осевым выходом для притока флюида верхнего пласта. Подбирают верхний искусственный лифт с рабочими параметрами в соответствии с дебитом верхнего пласта. При этом спускают его отдельно во внешнюю колонну труб выше устройства перекрестного течения на внутренней колонне труб и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта для добычи из него флюида по внутренней колонне труб. Верхний искусственный лифт оснащают либо герметизирующим кожухом с кабельным вводом, либо хвостовиком, каждый из которых имеет нижний уплотняющий полый шток, размещенный герметично в осевом выходе перекрестного канала для разделения потоков флюида нижнего и верхнего пластов. Электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины. Другие варианты имеют отличия в зависимости от условий эксплуатации и свойств добываемых углеводородов. 8 н. и 23 з.п. ф-лы, 19 ил.

RU 2 344 274 C1

RU 2 344 274 C1



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2007114215/03, 16.04.2007**(24) Effective date for property rights: **16.04.2007**(45) Date of publication: **20.01.2009 Bull. 2**

Mail address:

**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk,
OPS 16, a/ja 1178, OOO NII "SibGeoTekh"**

(72) Inventor(s):

**Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),
Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Sokolov Aleksej Nikolaevich (RU),
Sal'manov Rashit Gilemovich (RU),
Azizov Khubali Fatali ogly (RU),
Azizov Fatali Khubali ogly (RU),
Leonov Il'ja Vasil'evich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **METHOD OF DUAL OIL PRODUCTION FROM LAYERS OF ONE WELL WITH SUBMERSIBLE PUMP SET (VERSIONS)**

(57) Abstract:

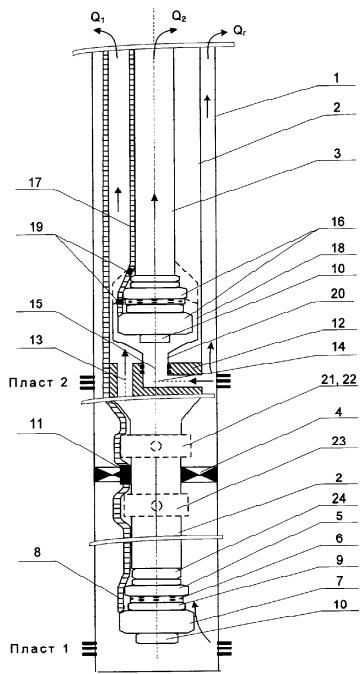
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: group of inventions is related to production of carbohydrates, and is intended for dual operation of at least two layers of single well equipped with submersible pump set and packer. Provides improvement of method efficiency. Substance of invention: according to one version, method includes lowering of packer installed between two layers in well concentrically to two columns of pipes - internal and external, as well as lowering of two artificial lifts. At that lower of them, for production of fluid from lower layer, is lowered on external column of pipes and is arranged as electro-submersible, comprising mainly pump with inlet module and submersible electric motor with power cable. According to invention, lower electro-submersible pump is selected with working parameters according to debit of lower layer. It is lowered in well below packer with cable lead and installed at the depth higher, lower or at the level of lower layer for fluid production from it along circular space created between two columns of pipes. Above electro-submersible pump, device of cross flow is installed, arranged with

eccentric channels for lifting of lower layer fluid and cross channel with axial outlet for inflow of upper layer fluid. Upper artificial lift is selected with working parameters according to debit of upper layer. At that it is lowered separately into external column of pipes higher than the device of cross flow on internal column of pipes and is installed at the depth higher, lower or at the level of upper layer for fluid production from it along internal column of pipes. Upper artificial lift is equipped with either sealing jacket with cable lead or tailpiece, every of which has lower sealing hollow stem installed tightly in axial outlet of cross channel for separation of fluid flows of upper and lower layers. Electro-submersible pump and upper artificial lift are put into operation simultaneously or serially, or periodically for separate production of fluid from layers along different columns of pipes with the possibility of further account of their debits on the well surface. Other versions have differences depending on operation conditions and properties of produced carbohydrates.

EFFECT: improvement of method efficiency.

31 cl, 8 ex, 19 dwg



Фиг. 1

RU 2344274 C1

RU 2344274 C1

Изобретение относится к технологии и технике добычи углеводородов и предназначено для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), по меньшей мере, двух пластов одной скважины, оснащенной погружной насосной установкой и пакером, без или с возможностью изоляции (ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами) интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных неэксплуатируемых пластов.

Известна технология и скважинная установка для раздельной эксплуатации двух горизонтов (А.П.Силаш. Добыча и транспорт нефти и газа. Москва, «Недра», 1980, см. рис.4.1-105, стр.364), включающая спуск в скважину на колонне труб, по меньшей мере, одного пакера, расположенного между двумя пластами, центробежного электронасоса и штангового насоса.

Известна технология и скважинная установка для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной (патент РФ на изобретения №2262586, E21B 43/12, 34/06, 2005, бюл. №29), включающая спуск в скважину на колонне труб погружной насосной установки и пакера, без или с разъединителем, телескопическим соединением и скважинных камер со съёмными клапанами.

Известна технология и насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине (патент РФ на изобретение 2291953, E21B 43/14, F04B 47/00, бюл. № 2, 2007), содержащая колонну лифтовых труб, кабель, пакер, хвостовик и два отдельных насоса для откачки продукции пластов, которые заключены в верхний и нижний кожухи, причем насос для откачки продукции нижнего пласта выполнен электропогружным, причем нижний кожух электропогружного насоса снабжен узлом герметизации кабеля и сообщен снизу с подпакерным пространством через хвостовик, который выше пакера оснащен перепускным устройством, имеющим возможность обеспечения гидравлической связи надпакерного пространства скважины с ее подпакерным пространством через хвостовик при достижении в скважине давления срабатывания перепускного устройства, при этом выход электропогружного насоса сообщен с верхним кожухом, который сверху сообщен с колонной лифтовых труб и снабжен боковым каналом, причем верхний насос выполнен штанговым, колонна штанг которого выполнена полой и герметично соединена с плунжером штангового насоса, прием этого насоса посредством бокового канала сообщен с надпакерным пространством.

Эти технологии и установки имеют ограниченную область применения, в частности не предусматривают эксплуатации пластов одной скважины двумя погружными электроцентробежными насосными установками, без или с возможностью изоляции (ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами) интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, а также добычу флюида из двух пластов одним погружным центробежным насосом с возможностью отключения и включения с поверхности скважины одного (нижнего или верхнего) пласта при исследовании параметров другого (соответственно верхнего или нижнего) пласта.

Целью изобретения является повышение эффективности технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) флюида, по меньшей мере, из двух пластов одной скважины, оснащенной, по меньшей мере, одним погружным насосом с пакером или без него, без или с возможностью изоляции (ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами) негерметичного интервала или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных неэксплуатируемых пластов.

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

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

Технология ОРД включает спуск в скважину одной или концентрично двух колонн труб,

пакера, расположенного между двумя пластами и двух искусственных лифтов, причем нижний из них, предназначенный для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на внешней колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем.

5 При этом цель изобретения достигается за счет следующих решений.

Вариант 1. Подбирают нижний электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже пакера с кабельным вводом и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для добычи из него флюида по кольцевому пространству, образуемому между двумя
10 колонными труб. Выше электропогружного насоса устанавливают устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для подъема (извлечения, откачки, нагнетания, транспортировки, перепуска, притока) флюида нижнего пласта и перекрестным каналом с осевым выходом для притока (поступления) флюида
15 верхнего пласта. Подбирают верхний искусственный лифт с рабочими параметрами в соответствии с дебитом верхнего пласта, причем спускают его отдельно во внешнюю колонну труб выше устройства перекрестного течения на внутренней колонне труб и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта для добычи из него флюида по внутренней колонне труб. В свою очередь верхний искусственный лифт
20 оснащают либо герметизирующим кожухом с кабельным вводом, либо хвостовиком, каждый из которых имеет нижний уплотняющий полый шток, размещенный герметично в осевом выходе перекрестного канала для разделения потоков флюида нижнего и верхнего пластов. В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа,
25 расположенным над пакером, струйным аппаратом с приемной камерой, расположенной под пакером, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, изменяющим направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, расположенным над и/или под пакером, измерительной системой, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или
30 между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже пластов, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа. Для эксплуатации
35 скважины (нижний) электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины.

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

40 Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и
45 регулирования режимов его работы, а (нижний) электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

50 Либо непрерывный или периодический газлифт (компрессорный, бескомпрессорный, внутрискважинный, естественный, фонтанный способ как разновидность естественного газлифта).

Вариант 2. Подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии

с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже пакеров с кабельным вводом и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для добычи из нее флюида по кольцевому пространству, образуемому между колоннами труб или колонной труб и стволом скважины. Подбирают верхний искусственный лифт с рабочими

- 5 параметрами в соответствии с дебитом верхнего пласта, причем устанавливают его выше пакеров и выше верхнего пласта для добычи из него флюида по колонне труб. Под верхним искусственным лифтом устанавливают устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для притока флюида верхнего пласта и перекрестным каналом с осевым входом и уплотняющим хвостовиком (расположенным снизу устройства
- 10 перекрестного течения) для подъема (пропуска) флюида нижнего пласта. При этом нижний погружной насос и верхний искусственный лифт спускают в скважину либо одновременно на одной колонне труб, либо раздельно на двух - внешней и внутренней - колоннах труб, либо же спускают нижний электропогружной насос с верхним искусственным лифтом на одной колонне труб, а после этого снаружи ее спускают колонну труб большего диаметра
- 15 для направления по кольцевому пространству пластового флюида нижнего пласта. Причем верхний искусственный лифт снаружи оснащают либо герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб или насосом через переходник или фланец, либо его отдельно спускают во внешнюю колонну труб выше устройства перекрестного течения на внутренней колонне труб.
- 20 Колонну труб между пакерами оснащают циркуляционным устройством (отверстием в трубе или перфорированной трубой, или перепускным клапаном) для притока пластового флюида (верхнего пласта). В зависимости от условий эксплуатации скважины, погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под
- 25 пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, вертлюгом, дополнительным кожухом для направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой, центратором, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером,
- 30 расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа. Электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из соответствующих пластов по кольцевому пространству и колонне труб с возможностью
- 35 дальнейшей учета их дебитов на поверхности скважины.

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

- Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо
- 40 через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а (нижний) электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

- 45 Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

Либо непрерывный или периодический газлифт.

- Вариант 3. Подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера и располагают
- 50 на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта. Нагнетают (поднимают, перекачивают) этим насосом флюид нижнего пласта на прием верхнего искусственного лифта. Для управляемого притока флюида верхнего пласта выше электропогружного насоса устанавливают (клапан отсекающий) перепускной клапан, закрывающийся при

достижении заданного на нем перепада давления (повышение давления до него или понижение давления после него) или обратный подпружиненный или свободный клапан, размещенный в скважинной камере, либо в канале перепускного устройства, либо в перекрестном канале устройства перекрестного течения, сообщающим верхний пласт с

5 приемом верхнего искусственного лифта. Подбирают верхний искусственный лифт с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов, спускают его выше клапана для управляемого притока флюида верхнего пласта и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта (для добычи флюида одновременно из нижнего и верхнего пластов). Верхний искусственный лифт спускают в

10 скважину с герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб или с насосом через переходник или фланец. В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом

15 для пакера, сепаратором газа, расположенным над пакером, струйным аппаратом, устройством глушения, измерительной системой, центратором, вертлюгом, дополнительным кожухом для нижнего электропогружного насоса, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем

20 колонны, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа. Электропогружной насос (нижний) запускают в работу периодически как в процессе исследования параметров, так и в процессе добычи флюида только из нижнего пласта при отсекании верхнего пласта путем закрытия перепускного или обратного клапана с повышением давления в колонне

25 труб на его уровне, а верхний искусственный лифт запускают в основном для одновременной добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом перепускном или обратном клапане.

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос

30 с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно,

35 причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а (нижний) электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

40 Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

Либо непрерывный или периодический газлифт.

Исследуют параметры нижнего пласта (замеряют дебит нефти, газа и воды) при различных забойных давлениях выше давления насыщения устанавливаемых изменением

45 либо частоты тока, либо устьевого давления, либо давления на выкиде верхнего искусственного лифта, либо давления на выкиде электропогружного насоса.

Вариант 4. Подбирают (нижний) электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера на колонне труб и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для

50 добычи флюида только из одного - нижнего пласта. Выше электропогружного насоса устанавливают клапан отсекатель (регулятор, срабатывающий от трубного или затрубного давления или от перепада давления на нем) по центру колонны труб над или под пакером или устанавливают между двумя пакерами, либо две скважинные камеры, либо два

перепускных клапана с заглушкой между ними, перекрывающей колонну труб для пропуска (перепуска, перетока) флюида нижнего пласта сначала через нижний из трубного в затрубное пространство, а затем через верхний из затрубного в трубное пространство и далее на прием верхнего искусственного лифта. Подбирают верхний искусственный лифт с

5 рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов, спускают его выше клапана отсекаателя и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта для добычи флюида из нижнего и верхнего пластов, причем регулировочные характеристики клапана отсекаателя подбирают с возможностью как его

10 закрытия при отключении работы нижнего погружного насоса, для эксплуатации и исследования параметров верхнего пласта, в пределах регулировочной зависимости верхнего искусственного лифта, так и его открытия при запуске в работу (нижнего) электропогружного насоса или же при увеличении производительности верхнего

15 искусственного лифта над номинальным его режимом. Верхний искусственный лифт спускают в скважину с герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб или с насосом через переходник или фланец. В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную

20 насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, кожухом для изменения направления потока флюида пласта, устройством глушения, измерительной

25 системой, центратором, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости, регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления или преобразователем частоты тока, системой

30 управления клапаном отсекаателем. При запуске в работу (нижнего) электропогружного и верхнего искусственного лифта добывают флюид из верхнего и нижнего пластов при открытом клапане отсекаателя, а нижний электропогружной насос отключают периодически как при исследовании параметров, так и при эксплуатации (только) верхнего пласта при

30 закрытом клапане отсекаателя.

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо

35 через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно. Каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для

40 исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а (нижний) электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

45 Либо непрерывный или периодический газлифт.

Вариант 5. Подбирают (нижний) электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта. Поднимают (нагнетают) с помощью его (этого электропогружного насоса) флюид нижнего пласта на прием верхнего

50 искусственного лифта, которые проходят (пропускаются) через одно или несколько из следующих устройств (расположенных выше нижнего электропогружного насоса) - клапан отсекаатель, срабатывающий от перепада давления, электроприводной клапан отсекаатель, гидроприводной клапан отсекаатель, перепускной клапан, клапан (регулируемый) в

скважинной камере (или в устройстве перекрестного течения). Подбирают верхний искусственный лифт с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов (но с возможностью добывать продукцию только верхнего пласта), спускают его выше клапана для управляемого притока флюида нижнего пласта и

5 располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта. В зависимости от условий эксплуатации скважины, погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, расположенным над пакером, струйным аппаратом, устройством глушения, 10 измерительной системой, центратором, кожухом для нижнего электропогружного насоса, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, причем 15 электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно для добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом управляемом клапане, установленном между ними, а при отключенном электропогружном насосе и закрытом клапане добывают верхним искусственным лифтом пластовый флюид верхнего пласта.

В качестве верхнего искусственного лифта используют либо электропогружной насос - 20 центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, либо штанговый насос - плунжерный, винтовой, либо гидроприводной насос - струйный, гидропоршневой, винтовой, гидроштанговый, гидроимпульсный, либо газлифт - непрерывный, периодический.

Применяют в качестве клапана отсекаателя потока (регулятора) один или несколько из 25 следующих элементов - обратный подпружиненный клапан, клапан запорный, клапан регулирующий, автоматический регулятор давления, затвор дисковый запорный, затвор дисковый регулирующий, перепускное устройство гидравлического действия, срабатывающее от перепада давления, гидравлический клапан, управляемый от импульса давления, гидравлический клапан, управляемый с поверхности скважины через 30 импульсные трубки, клапан с пневматическим приводом, клапан с электрическим приводом, электромагнитный клапан, управляемый через индивидуальный кабель или через силовой кабель. Подбирают регулировочные характеристики клапана отсекаателя с возможностью его закрытия и перекрытия потока флюида из нижнего пласта при отключенном нижнем электропогружном насосе в пределах регулировочной зависимости верхнего 35 искусственного лифта и открытия его при запуске нижнего электропогружного насоса, а регулировочные характеристики нижнего электропогружного насоса подбирают с возможностью поддержания забойного давления на нижнем пласте на величине давления насыщения нефти газом.

Вариант 6. Подбирают нижний электропогружной насос с рабочими параметрами в 40 соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера на колонне труб и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта. Выше электропогружного насоса и пакера, но ниже верхнего пласта устанавливают дополнительный пакер, образуя при этом в межпакерном пространстве приемную камеру для накопления флюида. Над дополнительным пакером или внутри его размещают 45 устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для пропуска на поверхность пластового флюида (нижнего и верхнего, а при наличии и среднего пластов) и с перекрестным каналом, оснащенным обратным клапаном и сообщающим полости за колонной труб над и под дополнительным пакером (верхнего пласта с приемом верхнего искусственного лифта). Подбирают верхний искусственный лифт с рабочим 50 параметрами в соответствии с суммарным дебитом пластов (нижнего и верхнего, и среднего при его наличии), спускают его ниже устройства перекрестного течения и располагают между пакерами. В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из

элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера (нижнего или дополнительного), кабельным вводом для пакера (нижнего или дополнительного), сепаратором газа, струйным аппаратом, устройством глушения, измерительной системой (без или с расходомерами), центратором, разъединителем колонны, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, расходомером. Нижний электропогружной насос запускают в работу периодически как в процессе исследования параметров, так и в процессе добычи флюида из нижнего пласта при отсекании верхнего пласта путем закрытия обратного клапана в устройстве перекрестного течения с повышением давления в колонне труб, а верхний искусственный лифт запускают при одновременной добыче флюида из всех (верхнего и нижнего) пластов при открытом обратном клапане.

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом (при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а нижний электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями).

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

Либо непрерывный или периодический газлифт.

Технологию по данному способу также можно использовать для добычи трудноизвлекаемых флюидов, например вязкой нефти, при этом ее реализация возможна и без установки пакера между пластами с одной или двух концентричных или эксцентричных колонн труб и двух искусственных лифтов, причем нижний из них спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем.

При этом цель изобретения достигается за счет следующих решений.

Вариант 7. Спускают нижний электропогружной насос в скважину ниже пласта с трудноизвлекаемым (вязким, осложняющим извлечение верхним искусственным лифтом) флюидом, откачивают (верхним искусственным лифтом) обычный (нормальный) флюид (невязкую продукцию), обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида (вязкой нефти) в колонну труб (подъемник) на заданной глубине над нижним электропогружным насосом, а после подъема (поступления) их на прием верхнего искусственного лифта (дополнительного верхнего погружного насоса), отключают последний и запускают в работу нижний электропогружной насос, вытесняя при этом из колонны труб (подъемника, НКТ) на поверхность трудноизвлекаемый флюид (вязкую нефть) обычным (невязкими) флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из верхнего пласта (с вязкой нефтью), либо в виде обычного (невязкого пластового высокообводненного) флюида из (другого) нижерасположенного пласта, при этом полость колонны труб (подъемника, НКТ) изолируют от пласта с трудноизвлекаемым флюидом (вязкой нефтью) обратным клапаном (установленным в ниппеле или в скважинной камере). При этом нижний погружной насос и верхний искусственный лифт спускают в скважину одновременно на одной колонне труб или раздельно на двух - внешней (для нижнего электропогружного насоса) и внутренней - колоннах труб (для верхнего искусственного лифта). В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - пакером, устройством для переключения приема верхнего искусственного лифта с внешней колонны на кольцевое пространство между внешней и внутренней колоннами, устройством перекрестного течения, перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, кожухом для направления потока

флюида, устройством глушения, измерительной системой, центратором, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа. Причем нижний электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу поочередно (с заданными периодами их работы и отключения).

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом (при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а нижний электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями).

Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

Либо непрерывный, периодический газлифт.

Вариант 8. Спускают электропогружной насос в скважину ниже пласта с трудноизвлекаемым (вязким) флюидом, соединяют одну (первую) из колонн с приемом верхнего искусственного лифта и откачивают из нее обычный (нормальный) флюид (невязкую продукцию) верхним искусственным лифтом, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида (вязкой нефти) в эту (первую) колонну на заданной глубине над нижним электропогружным насосом, а после поступления его на прием верхнего искусственного лифта (дополнительного электропогружного насоса) отключают прием последнего от этой (первой) колонны и переключают его на другую (вторую) колонну, одновременно с этим соединяют с первой колонной выкид нижнего электропогружного насоса, вытесняя при этом из нее на поверхность трудноизвлекаемый флюид (вязкую нефть) обычным (невязким) флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из пласта с трудноизвлекаемым флюидом (вязкой нефтью), либо в виде обычного (невязкого пластового) флюида из другого нижерасположенного пласта, либо из полости другой (второй) колонны, используемой в этот момент для накопления трудноизвлекаемого флюида. В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - пакером, устройством для переключения приема верхнего искусственного лифта с одной колонны на другую, устройством для переключения приема нижнего электропогружного насоса с одной колонны на другую колонну труб, устройством для переключения выкида нижнего электропогружного насоса с одной колонны на другую, устройством перекрестного течения, перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, дополнительном кожухом для направления потока флюида, устройством глушения, измерительной системой, центратором, дополнительным пакером для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа. Причем нижний электропогружной насос либо запускают периодически, по мере накопления в одной из колонн труб трудноизвлекаемого флюида, либо его эксплуатируют непрерывно, переключая поочередно его выкид с первой колонны на вторую колонну труб с одновременным переключением (соединением) приема верхнего искусственного лифта и/или приема нижнего погружного насоса соответственно со второй колонны на первую.

Затем процесс повторяется путем поочередного использования колонн труб для накопления трудноизвлекаемого флюида и последующего его вытеснения обычным флюидом (водой, обводненной продукцией).

В качестве верхнего искусственного лифта используют:

5 Либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным
10 электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а нижний электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

15 Либо штанговый насос - плунжерный или винтовой.

Либо гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный.

Либо непрерывный или периодический газлифт.

Реализации способа ОРД в зависимости от характеристик и параметров скважин могут
20 быть осуществлены с помощью установок в разных исполнениях, приведенных на фиг.1-16. На фиг.1-4 показаны установки для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб; на фиг.5 - установка для раздельной добычи флюида из пластов по затрубному пространству и колонне труб; на фиг.6-10 - установки для добычи флюида из пластов по одной колонне труб с верхним лифтом, имеющим либо хвостовик, либо кожух;
25 на фиг.11-12 установки для добычи флюида из пластов по одной колонне труб без кожуха на верхнем насосе; на фиг.13 - установки для добычи флюида из двух пластов с приемной накопительной камерой; на фиг.14 - установки для добычи флюида из трех пластов с приемной накопительной камерой по одной колонне труб и без кожуха; на фиг.15-16 - установки для добычи флюида из двух пластов, причем из верхнего добывают
30 трудноизвлекаемый - высоковязкий флюид по двум концентрически спущенным колоннам труб; на фиг.17-18 - установки для добычи флюида из двух пластов, причем из верхнего добывают трудноизвлекаемый - высоковязкий флюид по двум эксцентрически спущенным колоннам труб двумя погружными насосами; на фиг.19 - установки для добычи флюида из двух пластов, причем из верхнего добывают трудноизвлекаемый - высоковязкий флюид по
35 двум эксцентрически спущенным колоннам труб одним нижним электропогружным и двумя верхними искусственными лифтами - погружными насосами.

Технология ОРД реализуется с помощью установки, приведенной на фиг.1-14, и включает в себя спуск в скважину эксплуатационной колонны 1 одной 2 или концентрично двух 2 и 3 колонн труб, по меньшей мере, одного пакера 4 и электропогружного насоса
40 (ЭПН), состоящего, в основном, из насоса 5 с входным модулем 6 и погружного электродвигателя 7 с силовым кабелем 8. ЭПН также включает в себя гидрозащиту 9 и систему погружной телеметрии 10.

Реализации способа ОРД осуществляется в следующей последовательности.

Для варианта 1 (см. фиг.1-4) спускают на внешней колонне труб 2 в эксплуатационную
45 колонну 1 скважины на глубину ниже пакера 4 с кабельным вводом 11 нижний электропогружной насос, включающий насос 5 с входным модулем 6, погружной электродвигатель (ПЭД) 7 с силовым кабелем 8, гидрозащитой 9 и телеметрической системой (ТМС) 10. Подбирают этот насос (поз.5-10) с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта (далее «Пласт 1») и располагают его на глубине
50 выше, ниже или на уровне нижнего эксплуатируемого пласта («Пласт 1») для добычи из «Пласта 1» флюида по кольцевому пространству, образуемому между двумя колоннами труб - внешней 2 и внутренней 3. Выше электропогружного насоса устанавливают устройство перекрестного течения 12, выполненного с эксцентричными каналами 13 для

подъема (пропуска) флюида нижнего пласта «Пласт 1» и перекрестным каналом 14 с осевым выходом 15 для притока флюида верхнего пласта (далее «Пласт 2»). Подбирают верхний (дополнительный) искусственный лифт - погружной насос 16 (с силовым кабелем 17) с рабочими параметрами, выбранными в соответствии с дебитом верхнего пласта 5 («Пласт 2»), отдельно спускают его во внешнюю колонну труб 2 выше устройства перекрестного течения 12 на внутренней колонне труб 3 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» для добычи из него флюида по внутренней колонне труб 3. Верхний - дополнительный погружной насос 16 10 оснащают либо герметизирующим кожухом 18 с кабельным вводом 19 (например, см. фиг.1), либо хвостовиком 25 (например, см. фиг.2), каждый из которых имеет нижний уплотняющий полый шток 20, размещенный герметично в осевом выходе 15 перекрестного канала 14 (без или с обратным клапаном 28). Это решение позволяет разделить потоки флюида пластов - «Пласт 1» и «Пласт 2».

В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку 15 дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - измерительной системой 10 для нижнего электропогружного насоса, дополнительной измерительной системой 10 для верхнего искусственного лифта; сепаратором газа 22, расположенным над пакером 4; струйным аппаратом 21, расположенным над пакером 4 с приемной камерой 23, расположенной под пакером 4 (например, см. фиг.1); перепускным каналом 26 или 27 с 20 обратным клапаном 28 для стравливания свободного газа из-под пакера 4, дополнительным герметизирующим кожухом 29 с кабельным вводом 30 для нижнего электропогружного насоса, изменяющим направления потока флюида «Пласт 1»; устройством глушения 24, расположенным над и/или под пакером 4; скважинной камерой 25 31 со съёмным 32 клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа (например, см. фиг.2); дополнительным верхним пакером 33 с кабельным вводом 34, расположенным между эксплуатируемыми пластами «Пласт 2» и «Пласт 1» для изоляции одного или нескольких («Изолируемый пласт А», «Изолируемый пласт Б») обводненных и/или выработанных пластов с перепускным клапаном 35, дополнительным нижним пакером 37, расположенным глубже нижнего эксплуатируемого 30 пласта «Пласт 1», хвостовиком 36, разъединителем колонны 38, центратором 39, клапаном 40, срабатывающим от перепада давления - открывающимся при снижении давления на приеме электропогружного насоса (например, см. фиг.3), дополнительным верхним пакером 41 с кабельным вводом 42, расположенным выше верхнего эксплуатируемого «Пласт 2» для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны 35 («Негерметичность») или же одного или нескольких обводненных или не введенных в разработку пластов, расположенных выше верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» (например, см. фиг.4).

Нижний электропогружной насос и верхний искусственный лифт (погружной насос) 40 запускают в работу одновременно или последовательно, или периодически для отдельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб 2 и 3 с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины.

При использовании в качестве верхнего искусственного лифта электропогружного насоса управляют каждым из погружных электродвигателей через индивидуальный силовой кабель 8 и 17, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной 45 или общей станции управления. Либо оснащают погружную насосную установку одним силовым кабелем 8 с количеством жил не менее 3, по которому производят подвод электроэнергии к двум погружным электродвигателям одновременно и/или поочередно. Для оперативности замера параметров потока флюида каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии 10 для исследования параметров пластов и 50 регулирования режимов его работы.

Для варианта 2 (см. фиг.5) подбирают электропогружной насос (поз.5-7) с рабочими параметрами в соответствии с дебитом «Пласт 1», спускают его в эксплуатационную колонну 1 скважины ниже пакеров 4 и 33 с кабельными вводами 11 и 34 на колонне труб 3

и располагают его на глубине выше, ниже или на уровне нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1» для добычи из него флюида по кольцевому пространству, образуемому между колонной труб 3 и колонной труб 2 или между колонной труб 3 и эксплуатационной колонной (стволом скважины) 1. Подбирают верхний искусственный лифт -

5 дополнительный погружной насос 16 с рабочими параметрами в соответствии с дебитом только верхнего эксплуатируемого пласта - «Пласт 2», устанавливают его выше пакеров 4, 33 и располагают на глубине выше верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» для
10 добычи из него флюида по колонне труб 3 или 2. Под верхним искусственным лифтом (дополнительным погружным насосом) 16 устанавливают устройство перекрестного течения 43 (аналогичное перевернутому устройству 12), выполненное с эксцентричными каналами 13 для притока флюида из «Пласт 2» и перекрестным каналом 14, выполненным с осевым входом 15 и уплотняющим хвостовиком 44, по внутренней части которого
15 производят пропуск (подъем, откачку) флюида нижнего пласта - «Пласт 1», нагнетаемого нижним электропогружным насосом (5-10), минуя верхний искусственный лифт 16. При этом погружные насосы спускают в скважину в первом случае одновременно на одной колонне труб 2, во втором случае раздельно на двух - внешней 2 (для нижнего насоса) и внутренней 3 (для верхнего насоса) - колоннах труб. Причем в первом случае (дополнительный) верхний погружной насос 16 снаружи оснащают герметизирующим кожухом 18 с кабельным вводом 19. При этом кожух состоит из одной или нескольких
20 секций, соединенных с колонной труб 3 или с насосом 16 через переходник или фланец. Вывешивают свободно с упором на пакера 4 и/или 33 внутреннюю колонну труб 3. После этого спускают внешнюю колонну труб 2 большего диаметра на глубину выше верхнего насоса (в вертикальной части скважины). Во втором случае верхний погружной насос 16 спускают отдельно во внешнюю колонну труб 2 выше устройства перекрестного течения 43
25 на внутренней колонне труб 3. Колонну труб 2 между пакерами 4 и 33 оснащают циркуляционным устройством 45 для притока флюида из верхнего пласта - «Пласт 2» через эксцентричные каналы 13 на прием верхнего погружного насоса, а во втором случае колонну труб 3 над пакером 33 и над кожухом 18 также оснащают аналогичным дополнительным циркуляционным устройством 45 для направления откачиваемого потока
30 флюида из нижнего пласта - «Пласт 1» по кольцевому пространству между колоннами 2 и 3.

В зависимости от условий эксплуатации скважины 1 погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом внутри хвостовика 44 и циркуляционным устройством 45, газосепаратором 21 или струйным
35 аппаратом 22 для перепуска газа из-под пакера 4 или 33, устройством глушения 24, дополнительным кожухом 29 для направления потока флюида нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1» без или с кабельным вводом 30; измерительной системой 10; центратором 39; дополнительным пакером 37 для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или
40 выработанных пластов; разъединителем колонны 38 над дополнительным пакером 37; скважинной камерой 31 со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа 32.

Верхний и нижний погружные насосы запускают в работу одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из соответствующих
45 пластов колонны труб 3 и по затрубному (кольцевому пространству между 1 и 3) или межколонному (кольцевому пространству между 2 и 3) пространству с возможностью дальнейшего раздельного учета их дебитов на поверхности скважины. В последнем случае попутный газ отводится по затрубному пространству между колоннами 1 и 2. Управляют каждым из погружных электродвигателей через индивидуальный силовой кабель 8 и 17,
50 каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления. Либо оснащают погружную насосную установку одним силовым кабелем 8 с количеством жил не менее 3, по которому производят подвод электроэнергии к двум погружным электродвигателям одновременно и/или поочередно. Каждый электропогружной

насос оснащают системой погружной телеметрии 10 для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы.

Для варианта 3 (см. фиг.6 и 7) подбирают нижний электропогружной насос (поз.5-10) с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего эксплуатируемого пласта - «Пласт 1», спускают его в эксплуатационную колонну 1 скважины ниже или выше пакера 4 на колонне труб 2 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне «Пласт 1» для добычи флюида из нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1». Нагнетают нижним электропогружным насосом флюид нижнего пласта на прием верхнего искусственного лифта через колонну 2. В случае использования в качестве верхнего искусственного лифта электропогружного насоса его оснащают кожухом, связанным нижним концом с колонной 2 над пакером 4. Выше нижнего электропогружного насоса и пакера 4 для управляемого (регулируемого) притока флюида в колонну 2 из верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» устанавливают одно или несколько регулирующих устройств: либо скважинную камеру 46 с обратным подпружиненным или свободным клапаном 47 (например, см. фиг.6), либо перепускной клапан 35, закрывающийся при повышении трубного давления над затрубным, либо устройство перекрестного течения 12, выполненного с эксцентричными каналами 13 для подъема (перепуска) флюида из «Пласт 1» и перекрестным каналом 14 с осевым выходом или сквозным осевым каналом 15, оснащенный седлом 48 с обратным клапаном 49 свободным или подпружиненным пружиной 50, регулируемой гайкой 51 (например, см. фиг.7). Этот канал обеспечивает регулируемое сообщение потока флюида из «Пласт 2» с приемом верхнего искусственного лифта - погружного насоса 16. При этом подбирают верхний - дополнительный погружной насос 16 с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом «Пласт 1» и «Пласт 2», спускают его выше скважинной камеры 46 или перепускного клапана 35, или устройства перекрестного течения 12 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне «Пласт 2» для одновременной добычи флюида из «Пласт 1» и «Пласт 2».

Для варианта 4 (см. фиг.8-10) подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего эксплуатируемого пласта - «Пласт 1», спускают его в эксплуатационную колонну 1 ниже или выше пакера 4 на колонне труб 2 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне «Пласт 1» для добычи флюида только из одного - нижнего пласта, а выше электропогружного насоса устанавливают по центру колонны труб 2 клапан отсекаТЕЛЬ.

В первом случае (см. фиг.8) клапан отсекаТЕЛЬ может быть выполнен в виде тарелки (грибкового типа) 53, прижимающейся к седлу 52 с помощью пружины 54, жесткость которой регулируется гайкой 55. При этом флюид нижнего пласта проходит через сквозной осевой канал 57 перепускного устройства 56 только при запуске нижнего электропогружного насоса, а пластовый флюид верхнего пласта беспрепятственно поступает на прием верхнего искусственного лифта (погружного насоса) 16 через Г-образный канал в перепускном устройстве 56.

Во втором случае (см. фиг.9) клапан отсекаТЕЛЬ может быть выполнен в виде обратного подпружиненного клапана (шариковый, грибковый, дисковый) 59. Верхний искусственный лифт спускают в скважину с герметизирующим кожухом 18 с кабельным вводом 19, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб 2 или с насосом 16 через переходник или фланец. Для удобства соединения кожуха 18 с нижерасположенной колонной 2 при монтаже установки можно использовать вертлюг 60.

В третьем случае (см. фиг.10) управление потоком из нижнего пласта осуществляется с помощью двух перепускных клапанов 35 или двух скважинных камер с клапанами и расположенной между ними заглушки 61. Причем эти перепускные клапаны (скважинные камеры) расположены на колонне труб выше пакера 4, но ниже пакера 33 (при его наличии) и ниже приема верхнего искусственного лифта. В этом случае флюид из верхнего эксплуатируемого пласта может поступать на прием верхнего искусственного лифта через аналогичный перепускной клапан или через сквозные отверстия в колонне труб 2 (через перфорированную трубу).

В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - газосепаратором 21, кабельном вводом 11 для пакера 4, измерительной системой 10 (например, см. фиг.8) или пакером 4 без кабельного ввода, разъединителем колонны 38, дополнительным кожухом 29 с кабельным вводом 30 одним или несколькими центраторами 39 (см. фиг.9);

дополнительной скважинной камерой 31 со съёмным 32 глухой пробкой, клапаном, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа (см. фиг.8, 9, 10), дополнительным пакером 33 с кабельным вводом 34, перепускными клапанами 35, срабатывающими от перепада давления (см. фиг.10).

Подбирают верхний (дополнительный) погружной насос 16 с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом двух эксплуатируемых пластов - «Пласт 1» и «Пласт 2», спускают его выше клапана отсекавателя 53 или 59 или перепускных клапанов 35 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне «Пласт 2», причем регулировочные характеристики клапана(ов) отсекавателя (перепускных клапанов, клапанов установленных в скважинных камерах) подбирают с возможностью его закрытия при отключении работы нижнего погружного насоса, для эксплуатации и исследования параметров «Пласт 2», в пределах регулировочной зависимости верхнего погружного насоса, так и его открытия при включения нижнего электропогружного насоса или же при увеличении производительности верхнего погружного насоса 16 над номинальным режимом.

Также управляют каждым из погружных электродвигателей через индивидуальный силовой кабель 8 и 17, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления. Либо оснащают погружную насосную установку одним силовым кабелем 8 с количеством жил не менее 3, по которому производят подвод электроэнергии к двум погружным электродвигателям одновременно и/или поочередно. Каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии 10 для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы.

Комбинируя варианты 3 и 4 (например, см. фиг.9) можно еще больше расширить регулировочные характеристики погружной насосной установки. В этом случае (см. фиг.9) установка обратного подпружиненного клапана 59 по центру труб 2 позволяет регулировать поток из нижнего эксплуатируемого пласта - «Пласт 1», а установка клапана 47 скважинной камере 46 позволяет регулировать приток флюида из верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2».

Для варианта 5 (см. фиг.11-12) подбирают нижний электропогружной насос (поз.5-10) с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в эксплуатационную колонну 1 скважины ниже или выше пакера 4 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1». Поднимают (нагнетают) с помощью насоса 5 флюид нижнего пласта на прием верхнего искусственного лифта 16. При этом он (флюид) проходит по колонне труб 2 через сквозной канал 63 в перепускном устройстве 62 и далее через перепускной клапан 35 или через клапан 47 в скважинной камере 46, срабатывающие от перепада давления, с перепуском флюида нижнего пласта из колонны труб 2 в затрубное пространство. При этом попутный газ, накапливаемый под пакером 4 перепускают через перепускное устройство 62 по П-образным каналам 64 с подпружиненным затвором 65 (см. фиг.11).

Во втором случае флюид нижнего пласта проходит через клапан отсекаватель 59, срабатывающий от перепада давления, с перепуском флюида из колонны труб 2 в затрубное пространство через перфорированную трубу 66 (отверстие в колонне труб 2).

В третьем случае пропуском флюида нижнего пласта управляют через электроприводной клапан отсекаватель 67, который приводится в действие либо индивидуальным электродвигателем через отдельный кабель 68 (спускаемый к нему с поверхности), либо приводится от энергии погружного электродвигателя верхнего электропогружного насоса (например, дополнительным соленоидным приводом).

В четвертом случае пропуском флюида нижнего пласта управляют через гидроприводной клапан отсекаватель 69, который приводится в действие с поверхности

через импульсную трубку 70 (см. фиг.12).

Подбирают верхний искусственный лифт 16 с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов. Спускают его (верхний насос) 16 выше клапана для управляемого притока флюида нижнего пласта и располагают на глубине

5 выше, ниже или на уровне верхнего пласта.

В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа 21, расположенным над пакером 4, струйным аппаратом 22, устройством глушения 24, измерительной системой 10, центратором 39, кожухом 29 для

10

нижнего электропогружного насоса, дополнительным пакером 37 или 41 для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны 38, дополнительной скважинной камерой 31 или 46 со съёмным клапаном 32 или 47, глухой пробкой 32,

15

стабилизатором уровня жидкости 32 или регулятором давления газа 32, фильтром 71. Нижний электропогружной насос 5 и верхний искусственный лифт 16 запускают в работу одновременно для добычи флюида из верхнего «Пласт 2» и нижнего «Пласт 1» пластов при открытом клапане 35, 47, 59, 67, 69, установленном между ними. Для исследования «Пласт 2» и добычи пластового флюида только из верхнего пласта «Пласт 2» отключают

20

электродвигатель 7, останавливая нижний электропогружной насос 5, при этом клапаны 35, 47, 59, 67, 69 закрываются и перекрывают поток из нижнего пласта «Пласт 1».

Клапаны 67, 69 можно использовать при кратковременном отключении флюида из нижнего «Пласт 1» при работе нижнего электропогружного насоса в режиме «закрытой задвижки». При этом производительность верхнего погружного насоса должна изменяться в диапазоне

25

от максимума дебит «Пласт 1» + «Пласт 2» до минимума дебит только «Пласт 2». А регулировочные характеристики клапанов 35, 47, 59 должны быть подобраны так, чтобы они открывались при запуске нижнего электропогружного насоса и закрывались при его остановке.

В качестве клапана отсекающего потока могут быть использованы один или несколько из

30

следующих элементов - обратный подпружиненный клапан 59, клапан запорный, клапан регулирующий, автоматический регулятор давления, затвор дисковый запорный, затвор дисковый регулирующий, перепускное устройство гидравлического действия 35, срабатывающее от перепада давления, гидравлический клапан, управляемый от импульса

35

давления, гидравлический клапан 69, управляемый с поверхности скважины через импульсную трубку 70, клапан с пневматическим приводом, клапан 67 с электрическим приводом, электромагнитный клапан, управляемый через индивидуальный кабель 68 или через силовую кабель. Причем подбирают регулировочные характеристики клапана отсекающего с возможностью его закрытия и перекрытия потока флюида из нижнего пласта при отключенном нижнем электропогружном насосе в пределах регулировочной

40

зависимости верхнего искусственного лифта и открытия при запуске нижнего электропогружного насоса.

При использовании в качестве верхнего искусственного лифта электропогружного насоса управляют каждым из погружных электродвигателей через индивидуальный силовой кабель 8 и 17, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной

45

или общей станции управления, либо оснащают погружную насосную установку одним силовым кабелем 8 с количеством жил не менее 3, по которому производят подвод электроэнергии к двум погружным электродвигателям одновременно и/или поочередно. Для оперативности замера параметров потока флюида каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии 10 для исследования параметров пластов и

50

регулирования режимов его работы.

Для варианта 6 (см. фиг.13 и 14) подбирают нижний электропогружной насос (поз.5-10) с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1». Спускают его в эксплуатационную колонну 1 скважины ниже или выше пакера 4

на колонне труб 2 и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта «Пласт 1» для добычи из него флюида. Выше электропогружного насоса 5 и пакера 4, приема верхнего искусственного лифта, но ниже верхнего пласта («Пласт 2» на фиг.13 или «Пласт 3» на фиг.14) устанавливают дополнительный пакер 41 с кабельным вводом 42, образующая при этом в межпакерном пространстве (выше пакера 4 и ниже пакера 41) приемную камеру для накопления пластового флюида. Над дополнительным пакером 41 или внутри его размещают перепускное устройство. В первом случае (см. на фиг.13) устройство перекрестного течения 72, выполненное с эксцентричными каналами 73 для пропуска на поверхность флюида всех эксплуатируемых пластов (нижнего и верхнего пластов, а при наличии и среднего) и с перекрестным П-образным каналом 74, оснащенным обратным клапаном 75, подпружиненным пружиной 76. Во втором случае (см. на фиг.14) перепускное устройство 82 выполнено с осевым сквозным каналом 83 для пропуска на поверхность флюида всех эксплуатируемых пластов (нижнего и верхнего пластов, а при наличии и среднего) и с П-образным каналом 84, оснащенным кольцевой упругой герметизирующей мембранной (эластичным элементом) 85.

Этот перепускной канал 74, 84 сообщает полости за колонной труб над и под дополнительным пакером 41 при создании давления под пакером 41 меньше, чем над ним. И наоборот разобщает верхний пласт над пакером 41 и прием верхнего искусственного лифта 16 при создании давления под пакером 41 больше, чем над ним.

Подбирают верхний искусственный лифт 16 - дополнительный погружной насос с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом эксплуатируемых пластов «Пласт 1» и «Пласт 2» на фиг.13 или «Пласт 1» + «Пласт 2» + «Пласт 3» на фиг.14. Спускают его ниже перепускного устройства 72, 82 и располагают между пакерами 4 и 41, причем в свою очередь между дополнительным погружным насосом 16 и нижним пакером 4 устанавливают перепускное устройство 23.

В зависимости от условий эксплуатации скважины 1 погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов, приведенных в вариантах 1-4 способа, а именно перепускным каналом 27 с обратным клапаном 28 (например, см. фиг.11) для стравливания свободного газа из-под пакера 4; кабельным вводом 11 для пакера 4, сепаратором газа 21 или струйным аппаратом 22, или устройством глушения 24 (см. фиг.6, 7); измерительной системой 10, центратором 39 (см. фиг.9); дополнительным пакером 33 или 37, или 40 (например, см. фиг.3, 4 по варианту 1) для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов; разъединителем колонны 38 (см. фиг.9); скважинной камерой 31 со съёмной глухой пробкой 32, клапаном, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа.

Нижний электропогружной насос запускают в работу периодически как в процессе исследования параметров, так и в процессе добычи флюида из «Пласт 1» при отсекании верхнего эксплуатируемого пласта («Пласт 2» на фиг.13 или «Пласт 3» на фиг.14) путем закрытия обратного клапана 75 в устройстве перекрестного течения 72 (см. фиг.13) или уплотнительного упругого элемента 85 (см. фиг.14) с повышением трубного давления, а верхний - дополнительной погружной насос 16 запускают при одновременной добычи флюида из всех эксплуатируемых пластов «Пласт 1» и «Пласт 2» на фиг.13 или «Пласт 1» и «Пласт 2» и «Пласт 3» на фиг.14 при открытом обратном клапане 75, 85.

Учет продукции из каждого пласта может быть обеспечен с помощью дополнительных расходомеров 77, 78, 79, 80, 81, установленных соответственно:

- 77 - под нижним электропогружным насосом 5-10 (см. фиг.13 и 14);
- 78 - над нижним электропогружным насосом 5-10 внутри колонны труб 2 (см. фиг.13);
- 79 - над верхним искусственным лифтом 16 внутри колонны труб 2 (см. фиг.13);
- 80 - под верхним искусственным лифтом 16 снаружи колонны труб 2 (см. фиг.14);
- 81 - над верхним искусственным лифтом 16 снаружи колонны труб 2 (см. фиг.14).

Для повышения точности замера один или несколько расходомеров могут оснащаться специальными устройствами 81 для направления пластового флюида и не герметичного

перекрытия его потока (например, с помощью эластичных манжет).

Кроме этого один или несколько расходомеров совмещают с измерительным прибором для регистрации одного или нескольких параметров - давления, температуры, обводненности и газосодержания.

5 Например (см. фиг.14), дебит нижнего эксплуатируемого пласта «Пласт 1» определяется расходомером 77, дебит среднего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» определяется разностью показаний расходомером 81 и 77, дебит верхнего эксплуатируемого пласта «Пласт 2» определяется расходомером 80. При этом сумма их проверяется и корректируется показаниями поверхностных измерительных устройств.

10 Для варианта 7 (см. фиг.15 и 16) спускают в скважину колонны труб 2 и два искусственных лифта 5-10 и 16, причем нижний из них выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса 5 с входным модулем 6 и погружного электродвигателя 7 с силовым кабелем 8, гидрозащитой 9 и системой телеметрии 10. Спускают нижний электропогружной насос (5-10) в скважину ниже пласта с трудноизвлекаемым флюидом
 15 «Пласт 2», откачивают обычный флюид верхним искусственным лифтом 16, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида из «Пласта 2» в колонну труб 2 на заданной глубине над нижним электропогружным насосом (5-10). После подъема его (трудноизвлекаемого флюида) на прием верхнего искусственного лифта 16 отключают последний (16) и запускают в работу нижний электропогружной насос (5-10), вытесняя
 20 при этом из колонны труб 2 на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из верхнего эксплуатируемого пласта - «Пласт 2», либо в виде обычного флюида из нижерасположенного эксплуатируемого пласта «Пласт 1». При этом полость колонны труб изолируют от пласта с трудноизвлекаемым флюидом обратным клапаном 28. В первом случае нижний электропогружной насос и
 25 верхний искусственный лифт спускают в скважину одновременно на одной колонне труб 2 (см. фиг.16). Во втором случае верхний искусственный лифт 16 спускают отдельно на дополнительной внешней колонне труб 3 (см. фиг.15). В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - пакером 4 с кабельным вводом 11, кожухом для
 30 направления потока флюида 29 без или с кабельным вводом 30, устройством глушения 24, перепускным каналом 26 или 27 с обратным клапаном 28 для стравливания свободного газа из-под пакера 4, сеператором газа 21, струйным аппаратом 22, измерительной системой 10, центратором 39, дополнительным пакером 33, 37, 41 для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных
 35 и/или выработанных пластов, разъединителем колонны 38 над дополнительным пакером 37, расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой 31 со съемным клапаном 32, глухой пробкой 32, стабилизатором уровня жидкости 32 или регулятором давления газа 32, устройством перекрестного течения 12 с эксцентричными каналами 13 для пропуска флюида нагнетаемого нижним электропогружным насосом и перекрестным
 40 каналом 14 для притока в колонну труб трудноизвлекаемого флюида (высоковязкой нефти) (см. фиг.15), устройство 87 для притока трудноизвлекаемого флюида из верхнего пласта в колонну труб 2 (в качестве такого устройства может быть перепускной клапан 35, скважинная камера 46 с клапаном 47, электроприводной 67 и гидроприводной 69 клапан), устройством для переключения приема верхнего искусственного лифта с внешней колонны
 45 на кольцевое пространство между внешней и внутренней колонной 88.

При добыче трудноизвлекаемых флюидов нижний электропогружной насос (5-10) и верхний искусственный лифт 16 запускают в работу поочередно. Для накопления пластового флюида в колонне труб 2 производят откачку обычного флюида (высокообводненной нефти) верхним лифтом 16, а после его накопления включают в
 50 работу нижний электропогружной насос 5-10 для вытеснения на дневную поверхность трудноизвлекаемого флюида обычным флюидом (например, высокообводненной продукцией нижнего выработанного пласта).

В качестве верхнего искусственного лифта 16 используют:

- либо электропогружной насос, например центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом;

- либо штанговый насос, например плунжерный или винтовой;

5 - либо гидроприводной насос, например струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный, при этом рабочий агент подают через устройство 88 (например, струйный аппарат).

- либо газлифт - непрерывный, периодический, при этом рабочий агент подают через устройство 88 (например, пусковые муфты, скважинная камера 31 с газлифтным клапаном 32).

10 Для варианта 8 (см. фиг.17-19) спускают в скважину две либо концентричные (внешнюю 2 и внутреннюю 3) см. фиг.17, либо эксцентричные 2, 3 колонны труб см. фиг.18 и два искусственных лифта (5-10) и 16, причем нижний из них (5-10) спущен на колонне труб 2 и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса 5 входного модуля 6 и погружного электродвигателя 7 с силовым кабелем 8, гидрозащитой 9, телеметрической

15 системой 10. Спускают электропогружной насос (5-10) в скважину ниже пласта «Пласт 2» с трудноизвлекаемым (например, высоковязким) флюидом.
В первом случае (см. фиг.17) при концентрично спущенных колоннах соединяют с помощью устройства 90 кольцевое пространство между внешней 2 и внутренней колонной 3 с приемом верхнего искусственного лифта 16 и извлекают из этой приемной камеры в
20 межколонном пространстве обычный флюид, обеспечивая при этом одновременно поступление трудноизвлекаемого флюида в это пространство на заданной глубине над нижним электропогружным насосом (5-10) через приемно-распределительное устройство 87, а после поступления его (трудноизвлекаемого флюида) на прием верхнего искусственного лифта 16, отключают прием последнего 16 с помощью устройства 90 от
25 кольцевого пространства между внутренней 3 и внешней 2 колоннами и переключают его 16 (верхний искусственный лифт) на внутреннюю колонну 3. Одновременно с этим соединяют кольцевое пространство между внутренней 3 и внешней 2 колоннами с выкидом нижнего электропогружного насоса (5-10) с помощью устройства 89 (устройство для переключения выкида нижнего электропогружного насоса с кольцевого пространства на
30 внутреннюю колонну труб), вытесняя при этом из кольцевого пространства между внутренней 3 и внешней 2 колоннами на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из пласта - «Пласт 2» с трудноизвлекаемым флюидом, либо в виде обычного флюида из нижерасположенного пласта - «Пласт 1», либо из полости другой колонны труб 3, используемой в этот момент
35 для накопления трудноизвлекаемого флюида с помощью переключающегося устройства 91. Затем процесс повторяется - из внутренней колонны вытесняют трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, а в кольцевом пространстве накапливают трудноизвлекаемый флюид.

Во втором случае (см. фиг.18) при эксцентрично спущенных колоннах, например из
40 левой эксцентричной колонны 3, откачивают верхним искусственным лифтом 16 обычный флюид, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида в эту колонну 3 на заданной глубине над нижним электропогружным насосом через перепускной клапан 35. После поступления его (трудноизвлекаемого флюида) на прием верхнего искусственного лифта 16 отключают прием последнего от этой колонны 3 и переключают его на другую
45 (правую) колонну 2 с помощью переключающегося устройства 93. Одновременно с этим соединяют с первой колонной 3 выкид нижнего электропогружного насоса (5-10) с помощью переключающегося устройства 91, вытесняя при этом из нее колонну 3 на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из пласта с трудноизвлекаемым флюидом - «Пласт 2», либо в виде обычного флюида из
50 нижерасположенного пласта - «Пласт 1», либо из полости другой колонны труб 2, используемой в этот момент для накопления трудноизвлекаемого флюида, открывающейся с помощью перепускного клапана 35.

Затем процесс повторяется - из правой колонны 2 вытесняют трудноизвлекаемый

флюид обычным флюидом, а в левой колонне 3 накапливают трудноизвлекаемый флюид.

Для разобщения верхнего и нижнего эксплуатируемых пластов может быть использован пакер 94 с кабельным вводом 95 для кабеля и с патрубком 96 и клапаном 97 для сброса попутного газа.

5 В третьем случае (см. фиг.19) в отличие от второго случая (см. фиг.18) используют два верхних искусственных лифта 16, каждый из которых установлен на своей (индивидуальной) колонне труб. Первый из них, например, на левой эксцентричной колонне 3 откачивает обычный флюид, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида в эту колонну 3 на заданной глубине над нижним
10 электропогружным насосом через перепускной клапан 35. После поступления его (трудноизвлекаемого флюида) на прием верхнего искусственного лифта 16 отключают его и включают второй искусственный лифт 16 на правой эксцентричной колонне труб. Одновременно с этим соединяют с первой колонной 3 выкид нижнего электропогружного насоса (5-10) с помощью переключающего устройства 91, вытесняя при этом из нее
15 колонну 3 на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из пласта с трудноизвлекаемым флюидом - «Пласт 2», либо в виде обычного флюида из нижерасположенного пласта - «Пласт 1», либо из полости другой колонны труб 2, используемой в этот момент для накопления трудноизвлекаемого флюида, открывающейся с помощью перепускного клапана 35.

20 Затем процесс повторяется - из правой колонны 2 вытесняют трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, а в левой колонне 3 накапливают трудноизвлекаемый флюид.
В зависимости от условий эксплуатации скважины погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими из элементов - пакером 4, устройством 91 для переключения приема нижнего электропогружного насоса с одной колонны на
25 другую, устройством перекрестного течения, перепускным каналом 26 или 27 с обратным клапаном 28 для стравливания свободного газа из-под пакера 4, сепаратором газа 21, струйным аппаратом 22, кожухом для направления потока флюида 29, устройством глушения 24, измерительной системой 10, центратором 39, дополнительным пакером 33, 37, 41 для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного
30 или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны 38 над дополнительным пакером 37, расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой 31 со съемным клапаном 32, глухой пробкой 32, стабилизатором уровня жидкости 32 или регулятором давления газа 32.

Нижний электропогружной насос либо запускают периодически, по мере накопления в
35 колонне труб трудноизвлекаемого флюида, либо его эксплуатируют непрерывно, переключая поочередно его выкид с первой колонны на вторую с одновременным переключением (соединением) приема верхнего искусственного лифта 16 и/или приема нижнего электропогружного насоса (5-10) соответственно со второй колонны на первую.

Ниже приведены конкретные примеры использования предлагаемой установки при
40 добыче нефти с помощью двух УЭЦН для двух пластов.

Вариант 1. В скважине №1111 с эксплуатационной колонной 178 мм первоначально эксплуатировался только один нижний пласт.

Нижний пласт имел следующие характеристики: глубина 3500 метров; пластовое давление в зоне отбора 35 МПа; коэффициент продуктивности 10 м³/сут/МПа;
45 обводненность 0,9. Параметры технологического режима нижнего пласта при проектном забойном давлении 16 МПа - добыча жидкости с помощью ЭЦНМ 5-200-2400 составляла 190 м³/сут; нефти 19 м³/сут.

Было решено применить предлагаемый способ - вскрыть дополнительно верхний пласт для раздельной эксплуатации нижнего и верхнего пластов.

50 Верхний пласт имел следующие характеристики: глубина 2400 метров; пластовое давление в зоне отбора 24 МПа; коэффициент продуктивности 5 м³/сут/МПа; обводненность 0,1. Параметры технологического режима верхнего пласта при проектном забойном давлении 8 МПа - добыча жидкости с помощью верхнего дополнительного

электропогружного насоса ЭЦНМ 5-80-1600 составляла 80 м³/сут; нефти 72 м³/сут.

Для реализации способа спустили в эксплуатационную колонну 178 мм (с внутренним диаметром 164 мм) внешнюю колонну труб: в нижней части 73 мм; а в верхней ее части - над устройством перекрестного течения эксплуатационную колонну - диаметром 140 мм (с

5 внутренним диаметром 121,3 мм, с наружным диаметром 149 мм).

Ниже пакера 2-ПИМ-КВ-НШ-150 с кабельным вводом спустили над нижним пластом на глубину 2800 метров ЭЦНМ 5-200-2400 с телеметрической системой СПТ 1. Выше электропогружного насоса и выше верхнего пласта на глубину 2100 метров установили устройство перекрестного течения УПС для притока флюида верхнего пласта к приему

10 верхнего электропогружного насоса расположенного непосредственно над этим устройством. В свою очередь изолировали прием верхнего электропогружного насоса от кольцевого (межколонного) пространства герметичным кожухом, выполненным с кабельным вводом, соединенным своим нижним концом с устройством перекрестного течения.

15 Нижний электропогружной насос ЭЦНМ 5-200-2400 и верхний электропогружной насос ЭЦНМ 5-80-1600 можно эксплуатировать одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины. Флюиды нижнего

20 пласта извлекают по кольцевому пространству, образуемому между двумя колонными труб внешней 140 и внутренней 73 мм (с наружным диаметром муфт 89).

При этом управляют каждым из погружных электродвигателей через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к общей станции управления.

При этом параметры технологического режима от суммарной добычи пластового

25 флюида по нижнему и верхнему пластам одновременно составили 270 (190+80) м³/сут; нефти 91 (19+72) м³/сут. То есть добыча нефти увеличилась более чем в 4 раза.

Вариант 2. В скважине №2222 характеристики пластов и их режимы такие же, как и для скважины №1111, но скважина №2222 с эксплуатационной колонной 168 мм и поэтому из-за малых габаритов решение по варианту 1 для двух электропогружных насосов для нее не

30 приемлемо. Можно было бы в качестве верхнего искусственного лифта спустить другой погружной насос (например, УШГН). Но в заявке рассмотрены только примеры с двумя ЭЦН.

Для реализации способа спустили в эксплуатационную колонну 178 мм (с внутренним диаметром 164 мм) внешнюю колонну труб: в нижней части над нижним пластом спустили

35 на колонне диаметром 73 мм на глубину 2800 метров ЭЦНМ 5-200-2400 с телеметрической системой СПТ 1. В средней части колонны труб - над устройством перекрестного течения - спустили эксплуатационную колонну диаметром 127 мм (с внутренним диаметром 108,6 мм с наружным диаметром 141 мм) соединив ее с кожухом верхнего электропогружного насоса ЭЦНМ 5-80-1600, расположенного на глубине 2100 метров, изолирующим его прием от кольцевого (межколонного) пространства герметичным

40 кожухом, выполненным с кабельным вводом. Выше верхнего пакера и выше верхнего пласта на глубину 2100 метров установили устройство перекрестного течения УПС для притока флюида верхнего пласта к приему верхнего электропогружного насоса, расположенного непосредственно над этим устройством. Верхняя часть колонны НКТ над

45 верхним электропогружным насосом имела диаметр 60 мм. После посадки двух пакеров 2-ПИМ-КВ-НШ-150 с кабельным вводом сверху и снизу верхнего эксплуатируемого пласта ее оставили в свободном положении и после этого приступили к спуску внешней колонны труб 114 мм с внутренним диаметром 100 мм на глубину верхней вертикальной части скважины - на 800 метров.

50 Нижний электропогружной насос ЭЦНМ 5-200-2400 и верхний электропогружной насос ЭЦНМ 5-80-1600 можно эксплуатировать одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины. Флюид нижнего

пласта извлекали по кольцевому пространству, образуемому между двумя колонными трубами внешней 114 и внутренней 60 мм (с наружным диаметром муфт 78), а попутный газ извлекали по затрубному пространству (между эксплуатационной колонной и колонной 114 мм).

5 Вариант 3. Скважина №3333, идентичная скважине №2222.

Для реализации способа по варианту 3 в нее над нижним электропогружным насосом ЭЦНМ 5-200-2400 и над пакером непосредственно под приемом верхнего электропогружного насоса ЭЦНМ 5-250-2400 на глубину 2700 метров был спущен перепускной клапан, срабатывающий на открытие притока флюида из верхнего пласта при
10 превышении давления в затрубном пространстве над давлением в колонне труб для одновременной добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом перепускном клапане. Для исследования параметров нижнего пласта запускали нижний насос ЭЦНМ 5-200-2400, при этом повышалось давление в колонне труб, и закрывался перепускной клапан, отсекая поток флюида из верхнего пласта.

15 Вариант 4. Скважина №4444 идентичная скважине №3333.

Для реализации способа по варианту 4 в нее над нижним электропогружным насосом и непосредственно над пакером был спущен подпружиненный обратный клапан, установленный по центру колонны, срабатывающий на открытие при превышении перепада
20 давления под и над клапаном на величину 16 МПа в момент запуска нижнего электропогружного насоса для перепуска через него пластового флюида нижнего пласта.

Вариант 5. В скважине №5555 с эксплуатационной колонной 146 мм первоначально эксплуатировался только один верхний пласт. Он имел следующие характеристики: глубина
25 2500 метров; пластовое давление в зоне отбора 25 МПа; коэффициент продуктивности 8 м³/сут/МПа; обводненность 0,9. Параметры технологического режима верхнего пласта при проектном забойном давлении 8 МПа - добыча жидкости с помощью верхнего электропогружного насоса ЭЦНМ 5-160-1600 составляла 153 м³/сут; нефти 15 м³/сут.

Реализовать на этой скважине вариант 1 нельзя из-за ограничения по внешним габаритам эксплуатационной колонны для электропогружной установки с кожухом. Поэтому
30 было принято решение использовать два электропогружных насоса без кожуха, то есть применить предлагаемый способ по варианту 5.

Предварительно вскрыли дополнительно нижний пласт со следующими характеристиками: глубина 3500 метров; пластовое давление в зоне отбора 35 МПа; коэффициент продуктивности 3 м³/сут/МПа; обводненность 0,1.

Для реализации способа спустили в эксплуатационную колонну 146 мм на колонне
35 НКТ73 мм ниже пакера 2-ПИМ-КВ-НШ-122 с кабельным вводом и над нижним пластом на глубину 2400 метров ЭЦНМ 5-50-2400 с телеметрической системой СПТ 1 для добычи нефти из нижнего пласта. Выше этого электропогружного насоса и выше пакера на глубину 2300 метров установили перепускной клапан ПКШ 73/118-35, срабатывающий при
40 превышении давления в колонне труб над давлением в затрубном пространстве более чем на 16 МПа для перепуска флюида нижнего пласта только при работе нижнего электропогружного насоса. При этом вместо перепускного устройства можно было бы использовать любое другое перекрывающего устройство с возможностью предварительной настройки или управления в реальном времени давлением открытия и давлением закрытия (в общем случае отличные друг от друга).

45 Параметры технологического режима нижнего пласта при проектном забойном давлении 16 МПа - добыча жидкости с помощью ЭЦНМ 5-50-2400 составляла 57 м³/сут; нефти 51 м³/сут.

Выше него на глубину 2200 метров на той же колонне труб спустили верхний электропогружной насос ЭЦНМ 5-200-1600.

50 Нижний электропогружной насос ЭЦНМ 5-50-2400 и верхний электропогружной насос ЭЦНМ 5-200-1600 для одновременной добычи флюида из нижнего и верхнего пластов эксплуатируют одновременно. Для определения продуктивности верхнего пласта и свойств добываемого из него пластового флюида отключают временно нижний электропогружной

насос, который управляется с поверхности индивидуальный силовым кабелем.

При этом параметры технологического режима от суммарной добычи пластового флюида по нижнему и верхнему пластам одновременно составили 210 (57+153) м3/сут; нефти 67 (57+15) м3/сут. То есть добыча нефти увеличилась более чем в 4 раза.

5 Вариант 6. Скважина №6666, идентичная скважине №5555.

Для реализации этого способа электропогружной насос ЭЦНМ 5-160-1600 был спущен глубже верхнего пласта на глубину 2600 метров, а над этим насосом был установлен дополнительный пакер, причем внутри этого пакера было размещено устройство перекрестного течения с подпружиненным обратным клапаном, сообщающим верхний
10 пласт с приемом насоса при перепаде давления более 16 МПа.

Варианта 7. В скважине №7777 с эксплуатационной колонной 168 мм (с внутренним диаметром 150,5 мм) первоначально эксплуатировался только один нижний пласт.

Нижний пласт имел следующие характеристики: глубина 2700 метров; пластовое давление в зоне отбора 23 МПа; коэффициент продуктивности 10 м3/сут/МПа; давление насыщения 14 МПа; газовый фактор 140 м3/м3; обводненность 0,95. Параметры
15 технологического режима нижнего пласта при проектном забойном давлении 12 МПа - добыча жидкости с помощью ЭЦНМ 5-125-2100 составляла 110 м3/сут; нефти 5,5 м3/сут.

Было решено применить предлагаемый способ - вскрыть дополнительно верхний пласт с высоковязкой нефтью.

20 Верхний пласт имел следующие характеристики: глубина 1200 метров; пластовое давление в зоне отбора 12 МПа; коэффициент продуктивности 5 м3/сут/МПа; давление насыщения 6 МПа; газовый фактор 60 м3/м3; обводненность 0,1.

Параметры технологического режима верхнего пласта при проектном забойном давлении 6 МПа - добыча жидкости с помощью верхнего дополнительного
25 электропогружного насоса ЭЦНМ 5-30-900, если бы продукция была не высоковязкая, составляла бы 30 м3/сут; нефти 27 м3/сут.

Однако из-за высокой вязкости пластового флюида насос отключался по защите, и извлекать высоковязкий флюид с помощью УЭЦН не представлялось возможным.

Было решено использовать предлагаемый способ по варианту 7.

30 Для этого в скважину спустили колонны труб 73 мм с ЭЦНМ 5-200-2100 без пакера, на глубину 1600 метров был спущен перепускной клапан, закрывающийся при превышении давления в колонне труб над давлением в затрубном пространстве.

Над ним спускали колонну труб большего диаметра 127 мм.

В колонну 127 мм на колонне труб 60 мм спускали на глубину 700 метров
35 дополнительный электропогружной насос ЭЦНМ 5-50-600. При запуске его откачивали пластовый флюид, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида из верхнего пласта в колонну труб 2 над перепускным клапаном. После подъема трудноизвлекаемого флюида на прием верхнего электропогружного насоса он отключался, и запускали в работу нижний электропогружной насос ЭЦНМ 5-200-2100. При этом он
40 откачивал из затрубного пространства высокообводненный пластовый флюид, поступающий на его прием из нижнего пласта и попутную воду, поступающую вместе с высоковязкой нефтью из верхнего пласта. Из-за разности плотностей между этими обычными флюидами (водой) и высоковязкой нефтью вытесняли из колонны труб на поверхность трудноизвлекаемый флюид - высоковязкую нефть, водонефтяную эмульсию с
45 высоким содержанием мехпримесей. При этом полость колонны труб изолируется от верхнего пласта с трудноизвлекаемым флюидом обратным клапаном - перепускным клапаном. Процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока на поверхность не будет выходить только высокообводненный флюид низкой вязкости. После чего нижний электропогружной насос отключают и вновь запускают в работу верхний электропогружной
50 насос.

Вариант 8. Скважина №8888, идентичная скважине №7777.

Для реализации способа по этому варианту в скважину были спущены два электропогружных насоса на двух эксцентрических колоннах труб диаметром 60 мм со

смещенным по глубине расположением их муфт без пакера (хотя между пластами мог быть установлен пакер для двух колонн).

При запуске верхнего ЭЦНМ 5-50-600 откачивали пластовый флюид поочередно из первой и второй колонны, обеспечивая при этом поочередное поступление

5 трудноизвлекаемого флюида из верхнего пласта в эти колонны труб через соответствующие перепускные клапаны. После подъема трудноизвлекаемого флюида на прием верхнего электропогружного насоса он отключался (по датчику или таймеру) от одной колонны и переключался на другую, соединяя при этом первую колонну с байпасной

10 линией для вытеснения по ней высоковязкого флюида. При этом к этой же колонне одновременно переключался выкид нижнего электропогружного насоса, который непрерывно (или периодически) откачивал из затрубного пространства высокообводненный пластовый флюид, поступающий на его прием из нижнего пласта и попутную воду,

15 поступающую вместе с высоковязкой нефтью из верхнего пласта. Из-за разности плотностей между этими обычными флюидами (водой) и высоковязкой нефтью вытесняли из колонны труб на поверхность трудноизвлекаемый флюид - высоковязкую нефть, водонефтяную эмульсию с высоким содержанием мехпримесей. При этом полость колонны труб изолируется от верхнего пласта с трудноизвлекаемым флюидом перепускным клапаном. После этого процесс повторялся путем смены колонн.

Другие примеры реализации данного изобретения понятны из приведенных чертежей.

20

Формула изобретения

1. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину концентрично двух -

25 внешней и внутренней - колонн труб, пакера, расположенного между двумя пластами, и двух искусственных лифтов, причем нижний из них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на внешней колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают нижний электропогружной насос с рабочими

30 параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже пакера с кабельным вводом и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для добычи из него флюида по кольцевому пространству, образованному между двумя колоннами труб, а выше электропогружного насоса устанавливают устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для подъема флюида

35 нижнего пласта и перекрестным каналом с осевым выходом для притока флюида верхнего пласта, подбирают верхний искусственный лифт с рабочими параметрами в соответствии с дебитом верхнего пласта, причем спускают его отдельно во внешнюю колонну труб выше устройства перекрестного течения на внутренней колонне труб и располагают на глубине

40 выше, ниже или на уровне верхнего пласта для добычи из него флюида по внутренней колонне труб, в свою очередь, верхний искусственный лифт оснащают либо герметизирующим кожухом с кабельным вводом, либо хвостовиком, каждый из которых имеет нижний уплотняющий полый шток, размещенный герметично в осевом выходе перекрестного канала для разделения потоков флюида нижнего и верхнего пластов, причем электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу

45 одновременно или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из пластов по разным колоннам труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа,

50 расположенным над пакером, струйным аппаратом с приемной камерой, расположенной под пакером, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, расположенным над и/или под

пакером, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или

5 нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, расположенным ниже эксплуатируемых пластов, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления, преобразователем частоты тока.

10 3. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности

15 электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют штанговый насос - плунжерный или винтовой, или гидроприводной насос -

20 струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный, или газлифт - непрерывный или периодический.

5. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину одной или концентрично двух колонн труб, пакеров, расположенных над или под, или между двумя пластами и двух

25 искусственных лифтов, причем нижний из них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже пакеров с кабельным вводом и

30 располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта для добычи из нее флюида по кольцевому пространству, образуемому между колоннами труб или колонной труб и стволом скважины, подбирают верхний искусственный лифт с рабочими параметрами в соответствии с дебитом верхнего пласта, причем устанавливают его выше пакеров и выше верхнего пласта для добычи из него флюида по колонне труб, в свою

35 очередь под верхним искусственным лифтом устанавливают устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для притока флюида верхнего пласта и перекрестным каналом с осевым входом и уплотняющим хвостовиком для подъема флюида нижнего пласта, при этом нижний погружной насос и верхний искусственный лифт спускают в скважину либо одновременно на одной колонне труб, либо раздельно на двух -

40 внешней и внутренней - колоннах труб, либо же спускают нижний электропогружной насос с верхним искусственным лифтом на одной колонне труб, а после этого снаружи ее спускают колонну труб большего диаметра для направления по кольцевому пространству пластового флюида нижнего пласта, причем верхний искусственный лифт снаружи оснащают либо герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или

45 нескольких секций и соединенным с колонной труб или насосом через переходник или фланец, либо его отдельно спускают во внешнюю колонну труб выше устройства перекрестного течения на внутренней колонне труб, а также колонну между пакерами оснащают циркуляционным устройством для притока пластового флюида, причем электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно

50 или последовательно, или периодически для раздельной добычи флюида из соответствующих пластов по кольцевому пространству и колонне труб с возможностью дальнейшего учета их дебитов на поверхности скважины.

6. Способ по п.5, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно

оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, дополнительным кожухом для направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров

5 потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой

10 пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления, преобразователем частоты тока.

7. Способ по п.5, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей

15 либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной

20 телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

8. Способ по п.5, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют штанговый насос - плунжерный или винтовой, или гидроприводной насос -

25 струйный или гидropоршневой, или винтовой, или гидростанговый, или гидроимпульсный, или газлифт - непрерывный или периодический.

9. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину колонны труб, пакера, расположенного между двумя пластами, и двух искусственных лифтов, причем нижний из

30 них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего

35 пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта, с его помощью поднимают флюид нижнего пласта на прием верхнего искусственного лифта, а для управляемого притока флюида верхнего

40 пласта выше электропогружного насоса устанавливают перепускной клапан, закрывающийся при достижении заданного на нем перепада давления, или обратный подпружиненный или свободный клапан, размещенный в скважинной камере, либо в канале перепускного устройства, либо в перекрестном канале устройства перекрестного течения, сообщающем верхний пласт с приемом верхнего искусственного лифта, подбирают

45 верхний искусственный лифт с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов, спускают его выше клапана для управляемого притока флюида верхнего пласта и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего

50 пласта, причем верхний искусственный лифт спускают в скважину с герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб или с насосом через переходник или фланец, причем электропогружной насос запускают в работу периодически, как в процессе исследования параметров, так и в процессе добычи флюида из нижнего пласта при отсекании верхнего пласта путем закрытия перепускного или обратного клапана с повышением давления в колонне труб на его уровне, а верхний искусственный лифт запускают в основном для одновременной добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом перепускном или обратном клапане.

10. Способ по п.9, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, расположенным над пакером, струйным аппаратом, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления, преобразователем частоты тока.

11. Способ по п.9, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

12. Способ по п.9, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют штанговый насос - плунжерный или винтовой, или гидроприводной насос - струйный или гидропоршневой, или винтовой, или гидроштанговый, или гидроимпульсный, или газлифт - непрерывный или периодический.

13. Способ по п.9, отличающийся тем, что исследуют параметры нижнего пласта при различных забойных давлениях выше давления насыщения, устанавливаемых изменением либо частоты тока, либо устьевого давления, либо давления на выкиде верхнего искусственного лифта, либо давления на выкиде электропогружного насоса.

14. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину колонны труб, пакера, расположенного между двумя пластами, и двух искусственных лифтов, причем нижний из них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера на колонне труб и располагают на глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта, а выше электропогружного насоса устанавливают клапан-отсекатель по центру колонны труб над или под пакером или устанавливают между двумя пакерами либо две скважинные камеры, либо два перепускных клапана с заглушкой между ними, перекрывающей колонну труб для пропуска флюида нижнего пласта сначала через нижний перепускной клапан из трубного в затрубное пространство, а затем через верхний - из затрубного в трубное пространство и далее на прием верхнего искусственного лифта, подбирают верхний искусственный лифт с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов, спускают его выше клапана-отсекателя и располагают на глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта для добычи флюида из нижнего и верхнего пластов, причем регулировочные характеристики клапана отсекаателя подбирают с возможностью как его

закрытия при отключении работы нижнего погружного насоса, для эксплуатации и исследования параметров верхнего пласта, в пределах регулировочной зависимости верхнего искусственного лифта, так и его открытия при запуске в работу электропогружного насоса или же при увеличении производительности верхнего

5 искусственного лифта над номинальным режимом, причем верхний искусственный лифт спускают в скважину с герметизирующим кожухом с кабельным вводом, состоящим из одной или нескольких секций и соединенным с колонной труб или с насосом через переходник или фланец, причем запускают электропогружной насос и верхний
10 искусственный лифт в работу для одновременной добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом клапане отсекателе и отключают электропогружной насос периодически, как при исследовании параметров, так и при эксплуатации только верхнего пласта при закрытом клапане отсекателе.

15 15. Способ по п.14, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего
20 электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между
25 эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, дополнительной скважинной камерой со съемным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления или преобразователем частоты тока, системой управления клапаном.

30 16. Способ по п.14, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей
либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой
35 кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной
40 телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

40 17. Способ по п.14, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют штанговый насос - плунжерный, винтовой или гидроприводной насос - струйный, гидропоршневой, винтовой, гидростанговый, гидроимпульсный или газлифт - непрерывный, периодический.

45 18. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину колонны труб, пакера, расположенного между двумя пластами, и двух искусственных лифтов, причем нижний из
них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного
50 электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера и располагают на глубине выше,
ниже или на уровне нижнего пласта, с его помощью поднимают флюид нижнего пласта на прием верхнего искусственного лифта, проходящий через одно или несколько из
следующих устройств - клапан-отсекатель, срабатывающий от перепада давления,

электроприводной клапан-отсекатель, гидроприводной клапан-отсекатель, перепускной клапан, клапан в скважинной камере, подбирают верхний искусственный лифт с рабочим параметром в соответствии с суммарным дебитом верхнего и нижнего пластов, спускают его выше клапана для управляемого притока флюида нижнего пласта и располагают на

5 глубине выше, ниже или на уровне верхнего пласта, причем электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу одновременно для добычи флюида из верхнего и нижнего пластов при открытом клапане, установленном между ними, а при отключенном электропогружном насосе и закрытом клапане добывают верхним искусственным лифтом пластовый флюид верхнего пласта.

10 19. Способ по п.18, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, расположенным над пакером, струйным аппаратом, кожухом для верхнего электропогружного насоса, дополнительным

15 герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми

20 пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления или преобразователем частоты тока,

25 системой управления клапаном.

20. Способ по п.18, отличающийся тем, что качестве верхнего искусственного лифта используют либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, либо штанговый насос - плунжерный, винтовой, либо гидроприводной насос - струйный, гидропоршневой, винтовой, гидроштанговый,

30 гидроимпульсный, либо газлифт - непрерывный, периодический.

21. Способ по п.18, отличающийся тем, что применяют в качестве клапана-отсекателя потока один или несколько из следующих элементов - обратный подпружиненный клапан, клапан запорный, клапан регулирующий, автоматический регулятор давления, затвор дисковый запорный, затвор дисковый регулирующий, перепускное устройство

35 гидравлического действия, срабатывающее от перепада давления, гидравлический клапан, управляемый от импульса давления, гидравлический клапан, управляемый с поверхности скважины через импульсные трубки, клапан с пневматическим приводом, клапан с электрическим приводом, электромагнитный клапан, управляемый через индивидуальный кабель или через силовой кабель, причем подбирают регулировочные характеристики

40 клапана-отсекателя с возможностью его закрытия и перекрытия потока флюида из нижнего пласта при отключенном нижнем электропогружном насосе в пределах регулировочной зависимости верхнего искусственного лифта и открытия его при запуске нижнего электропогружного насоса, а регулировочные характеристики нижнего электропогружного насоса подбирают с возможностью поддержания забойного давления на нижнем пласте на

45 величине давления насыщения нефти газом.

22. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину колонны труб, пакера, расположенного между двумя пластами, и двух искусственных лифтов, причем нижний из них, для добычи флюида из нижнего пласта, спущен на колонне труб и выполнен

50 электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что подбирают нижний электропогружной насос с рабочими параметрами в соответствии с дебитом нижнего пласта, спускают его в скважину ниже или выше пакера на колонне труб и располагают на

глубине выше, ниже или на уровне нижнего пласта, а выше электропогружного насоса и пакера, но ниже верхнего пласта устанавливают дополнительный пакер, образуя при этом в межпакерном пространстве приемную камеру для накопления флюида, над дополнительным пакером или внутри его размещают устройство перекрестного течения, выполненное с эксцентричными каналами для пропуска на поверхность пластового флюида, и с перекрестным каналом, оснащенным обратным клапаном и сообщающим полости за колонной труб над и под дополнительным пакером, при этом подбирают верхний искусственный лифт с рабочими параметрами в соответствии с суммарным дебитом пластов, спускают его ниже устройства перекрестного течения и располагают между пакерами, причем нижний электропогружной насос запускают в работу периодически, как в процессе исследования параметров, так и в процессе добычи флюида из нижнего пласта при отсекании верхнего пласта путем закрытия обратного клапана в устройстве перекрестного течения с повышением давления в колонне труб, а верхний искусственный лифт запускают при одновременной добыче флюида из всех пластов при открытом обратном клапане.

23. Способ по п.22, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, кабельным вводом для пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, кожухом для верхнего электропогружного насоса, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления или преобразователем частоты тока, системой управления клапаном.

24. Способ по п.22, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, либо штанговый насос - плунжерный, винтовой, либо гидроприводной насос - струйный, гидropоршневой, винтовой, гидроштанговый, гидроимпульсный, либо газлифт - непрерывный, периодический.

25. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину колонны труб и двух искусственных лифтов, причем нижний из них спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что спускают нижний электропогружной насос в скважину ниже пласта с трудноизвлекаемым флюидом, откачивают обычный флюид верхним искусственным лифтом, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида в колонну труб на заданной глубине над нижним электропогружным насосом, а после подъема его на прием верхнего искусственного лифта, отключают последний и запускают в работу нижний электропогружной насос, вытесняя при этом из колонны труб на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из верхнего пласта, либо в виде обычного флюида из нижерасположенного пласта, при этом полость колонны труб изолируют от пласта с трудноизвлекаемым флюидом обратным клапаном, причем нижний электропогружной насос и верхний искусственный лифт спускают в скважину либо одновременно на одной колонне труб, либо верхний из них спускают раздельно на дополнительной внутренней колонне труб, причем нижний электропогружной насос и верхний искусственный лифт запускают в работу поочередно.

26. Способ по п.25, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - пакером, устройством для переключения приема верхнего искусственного лифта с внешней колонны на кольцевое пространство между внешней и внутренней колонной, устройством 5 перекрестного течения, перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, кожухом для верхнего электропогружного насоса, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, 10 измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным 15 пакером, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого буферного давления, преобразователем частоты тока, системой управления клапаном.

27. Способ по п.25, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют либо электропогружной насос - центробежный или винтовой, или 20 диафрагменный насос с электроприводом, либо штанговый насос - плунжерный, винтовой, либо гидроприводной насос - струйный, гидропоршневой, винтовой, гидроштанговый, гидроимпульсный, либо газлифт - непрерывный, периодический.

28. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой, включающий спуск в скважину двух либо концентричных, 25 либо эксцентричных колонн труб и по меньшей мере, двух искусственных лифтов, причем нижний из них спущен на колонне труб и выполнен электропогружным, состоящим, в основном, из насоса с входным модулем и погружного электродвигателя с силовым кабелем, отличающийся тем, что спускают электропогружной насос в скважину ниже пласта с трудноизвлекаемым флюидом, соединяют одну из колонн с приемом верхнего 30 искусственного лифта и откачивают им обычный флюид, обеспечивая при этом поступление трудноизвлекаемого флюида в эту колонну на заданной глубине над нижним электропогружным насосом, а после поступления его на прием, по меньшей мере, одного верхнего искусственного лифта, отключают прием последнего от этой колонны и переключают его на другую колонну, одновременно с этим соединяют с первой колонной 35 выкид нижнего электропогружного насоса, вытесняя при этом из нее на поверхность трудноизвлекаемый флюид обычным флюидом, поступающим либо в виде попутной воды из пласта с трудноизвлекаемым флюидом, либо в виде обычного флюида из нижерасположенного пласта, либо из полости другой колонны труб, используемой в этот момент для накопления трудноизвлекаемого флюида, причем нижний электропогружной 40 насос либо запускают периодически, по мере накопления в колонне труб трудноизвлекаемого флюида, либо его эксплуатируют непрерывно, переключая поочередно его выкид с первой колонны на вторую с одновременным переключением - соединением приема верхнего искусственного лифта и/или приема нижнего электропогружного насоса соответственно со второй колонны на первую.

29. Способ по п.28, отличающийся тем, что погружную насосную установку дополнительно оснащают одним или несколькими технологическими элементами - пакером, устройством для переключения приема верхнего искусственного лифта с одной колонны на другую, устройством для переключения приема нижнего электропогружного насоса с одной колонны на другую, устройством для переключения выкида нижнего 45 электропогружного насоса с одной колонны на другую, устройством перекрестного течения, перепускным каналом с обратным клапаном для стравливания свободного газа из-под пакера, сепаратором газа, струйным аппаратом, кожухом для верхнего электропогружного насоса, дополнительным герметизирующим кожухом с кабельным

вводом для нижнего электропогружного насоса, обеспечивающим возможность изменения направления потока флюида нижнего пласта, устройством глушения, измерительной системой для определения параметров потока, вертлюгом для соединения верхней и нижней частей колонны труб, центратором, дополнительным пакером, расположенным
5 ниже или выше, или между эксплуатируемыми пластами для изоляции интервала негерметичности эксплуатационной колонны или же одного или нескольких обводненных и/или выработанных пластов, разъединителем колонны над дополнительным пакером, дополнительной скважинной камерой со съёмным клапаном, глухой пробкой, стабилизатором уровня жидкости или регулятором давления газа, регулятором устьевого
10 буферного давления, преобразователем частоты тока, системой управления клапаном.

30. Способ по п.28, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют электропогружной насос - центробежный или винтовой, или диафрагменный насос с электроприводом, при этом управляют каждым из погружных электродвигателей
15 либо через индивидуальный силовой кабель, каждый из которых на поверхности присоединяют к индивидуальной или общей станции управления, либо через один силовой кабель с количеством жил не менее 3, по которому подводят электроэнергию к двум погружным электродвигателям параллельно или последовательно, одновременно или поочередно, причем каждый электропогружной насос оснащают системой погружной телеметрии для исследования параметров пластов и регулирования режимов его работы, а
20 электропогружной насос, расположенный под пакером, оснащают газодиспергирующими ступенями.

31. Способ по п.28, отличающийся тем, что в качестве верхнего искусственного лифта используют штанговый насос - плунжерный, винтовой гидроприводной насос - струйный, гидропоршневой, винтовой, гидроштанговый, гидроимпульсный или газлифт -
25 непрерывный, периодический.

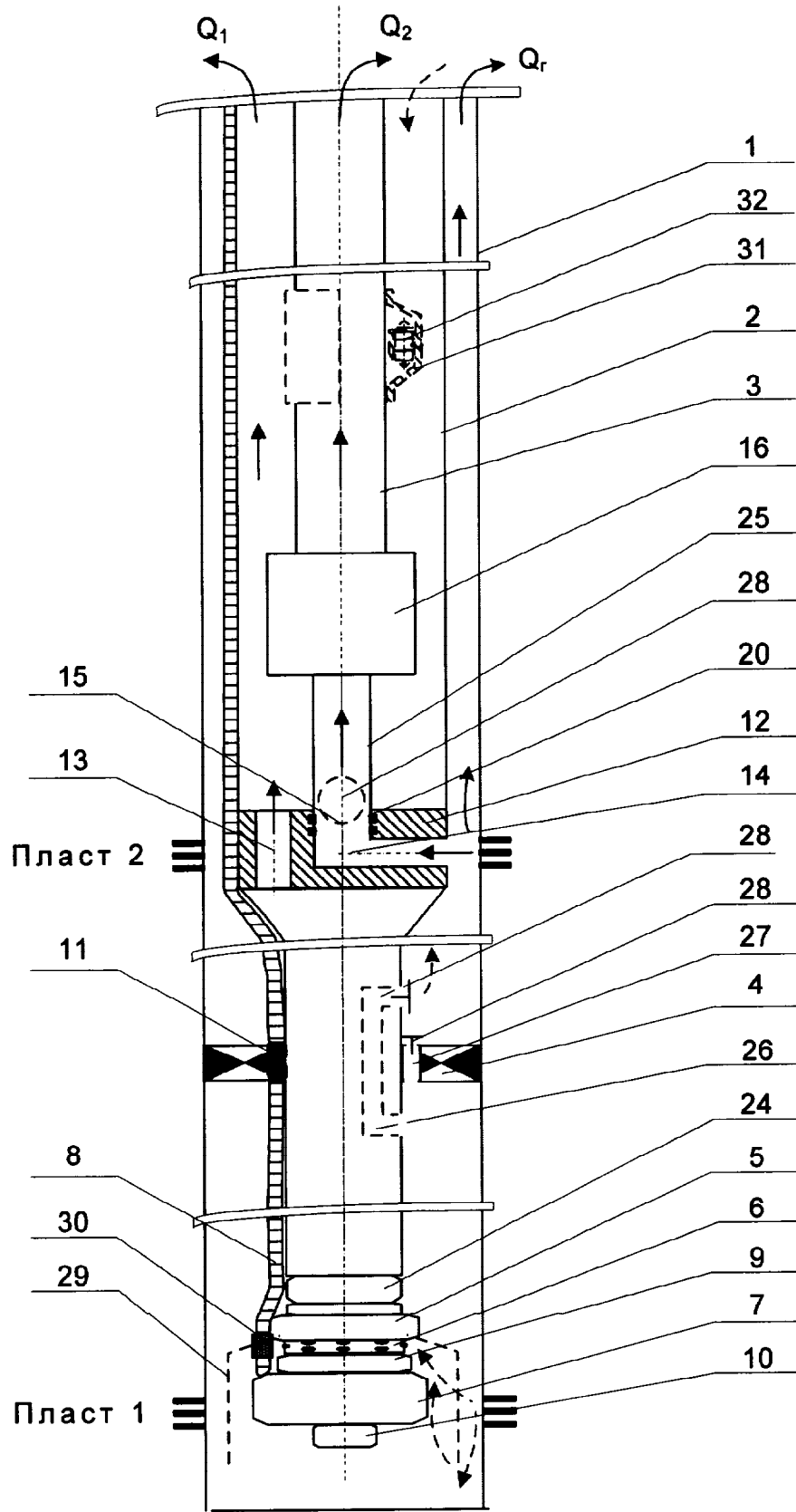
30

35

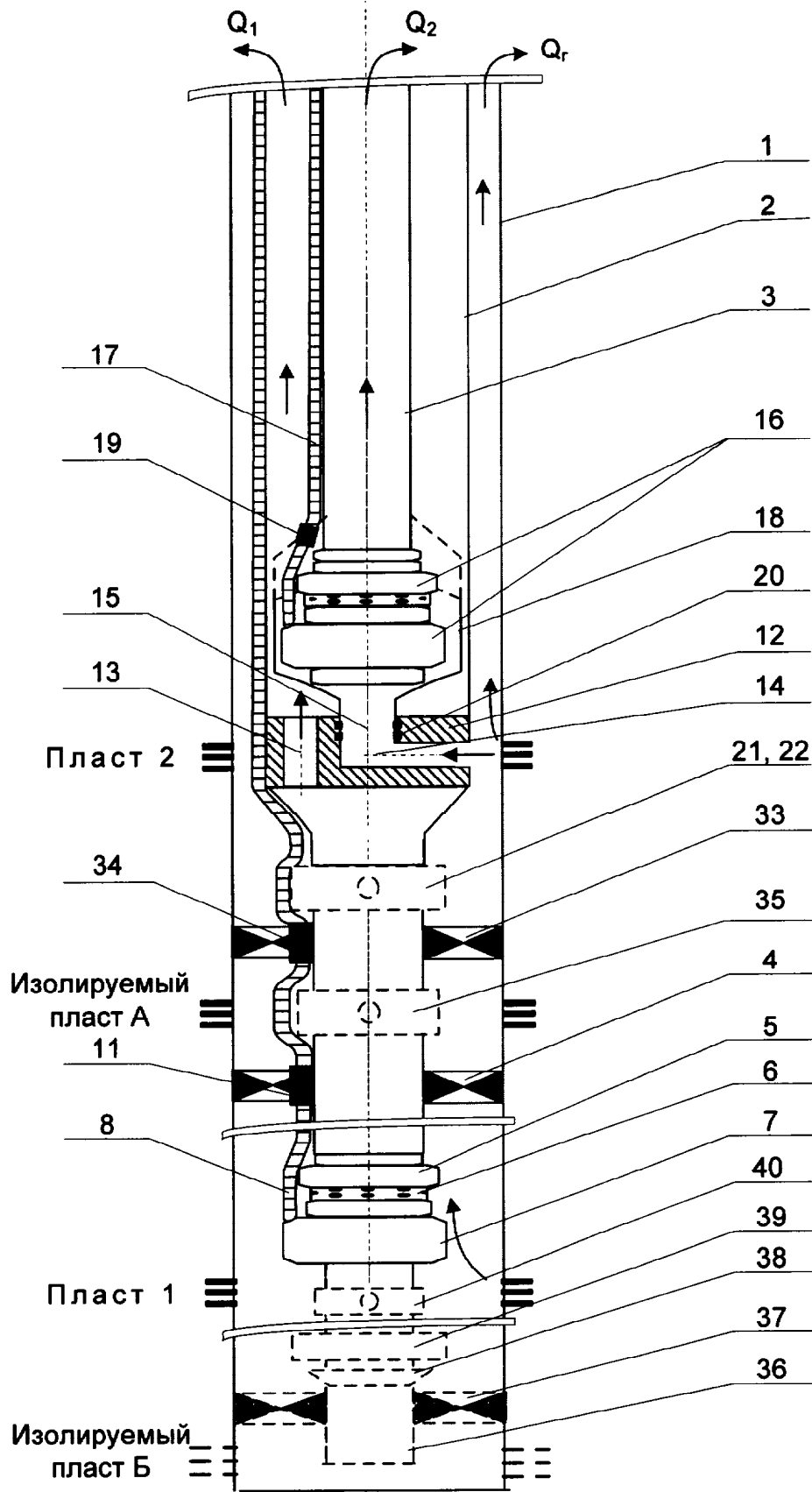
40

45

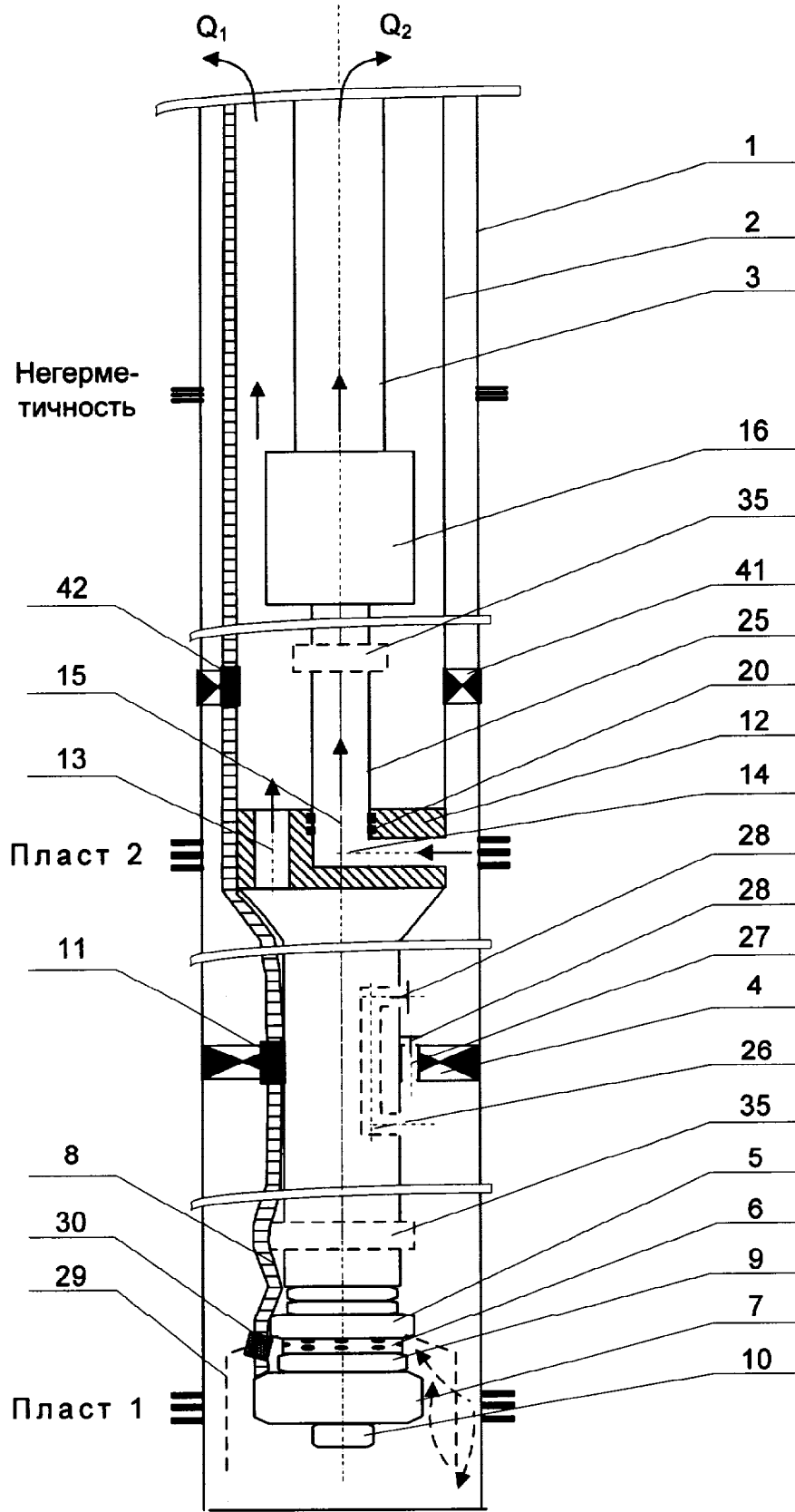
50



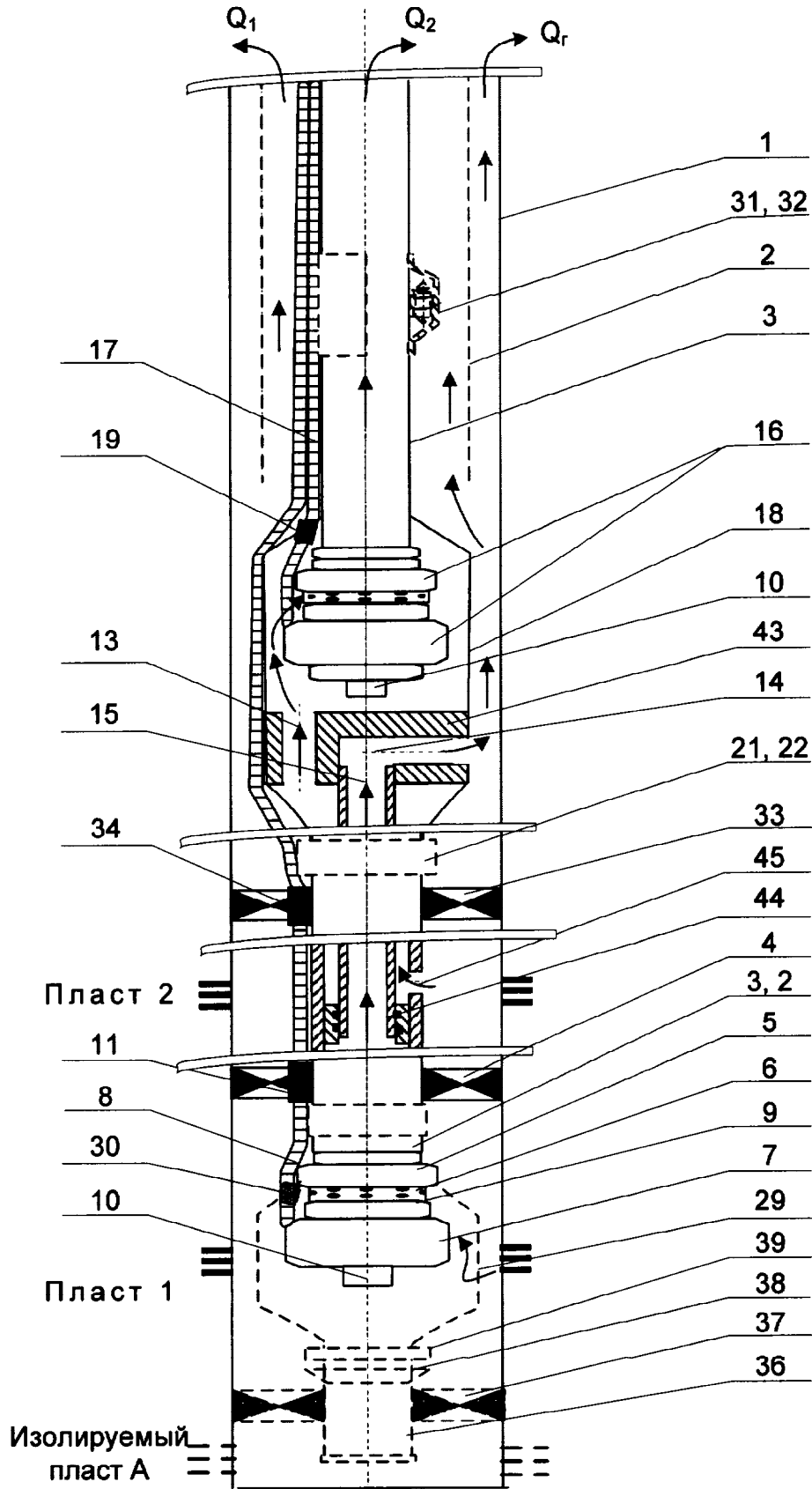
Фиг. 2



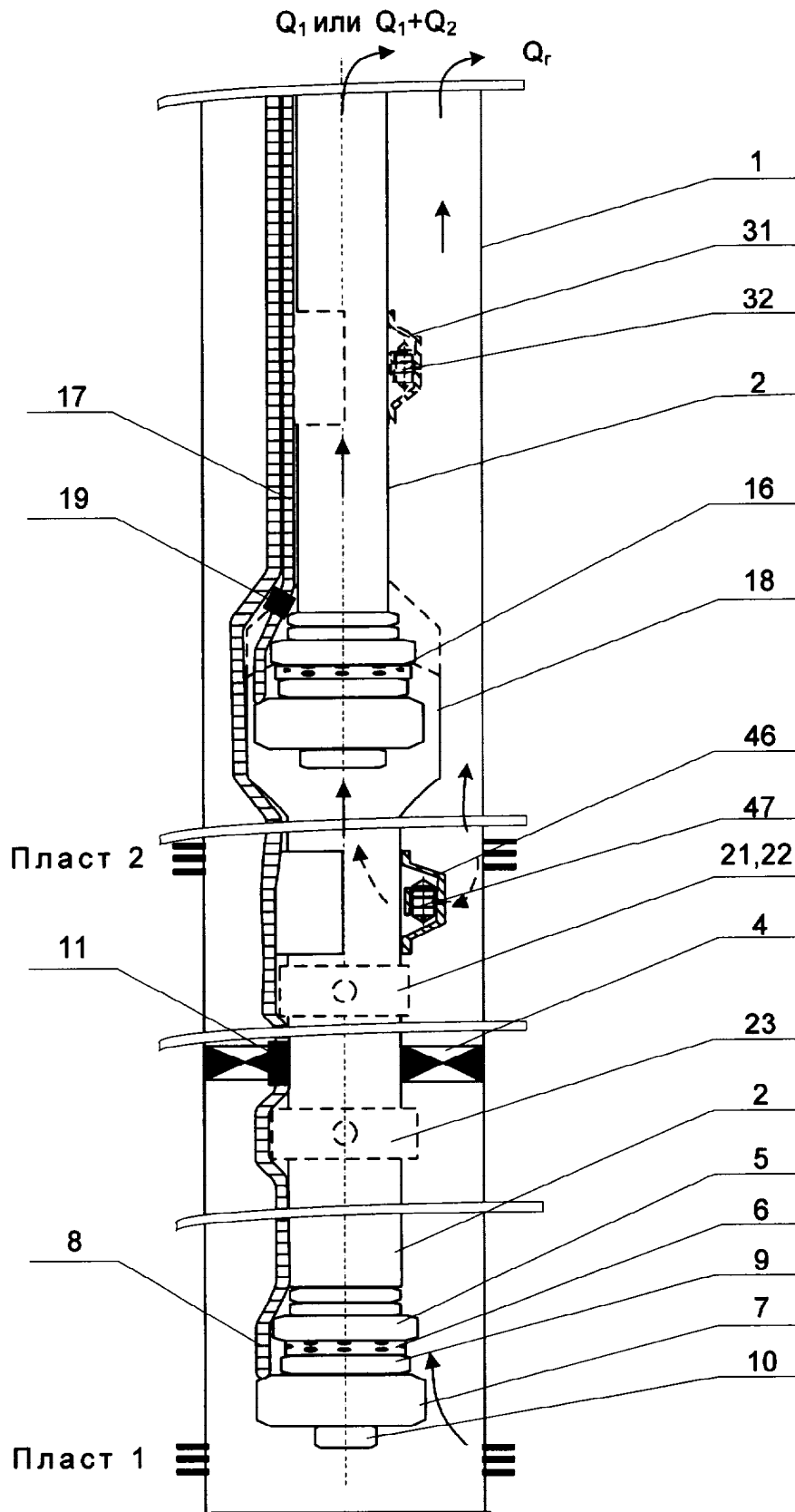
Фиг. 3



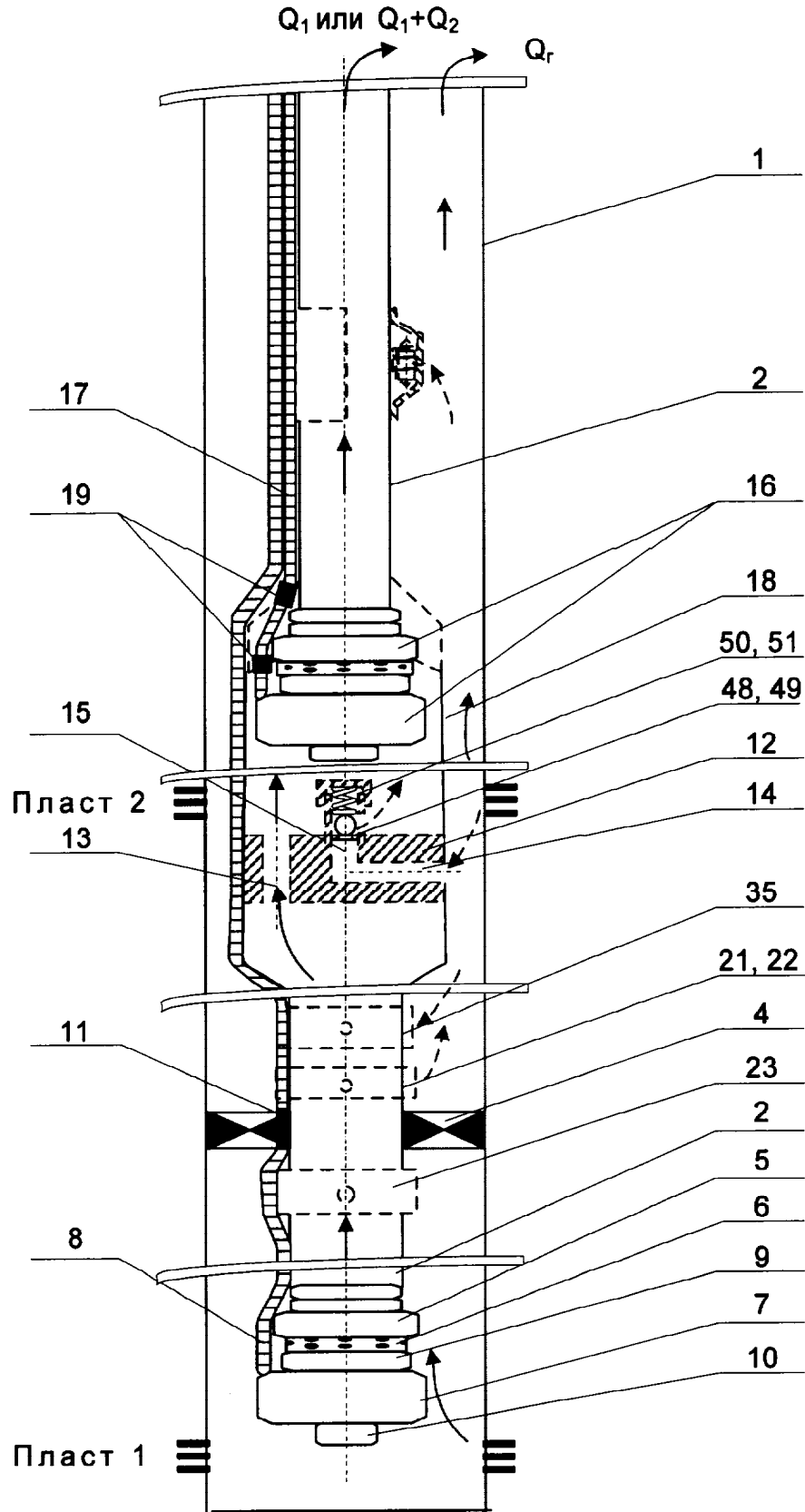
Фиг. 4



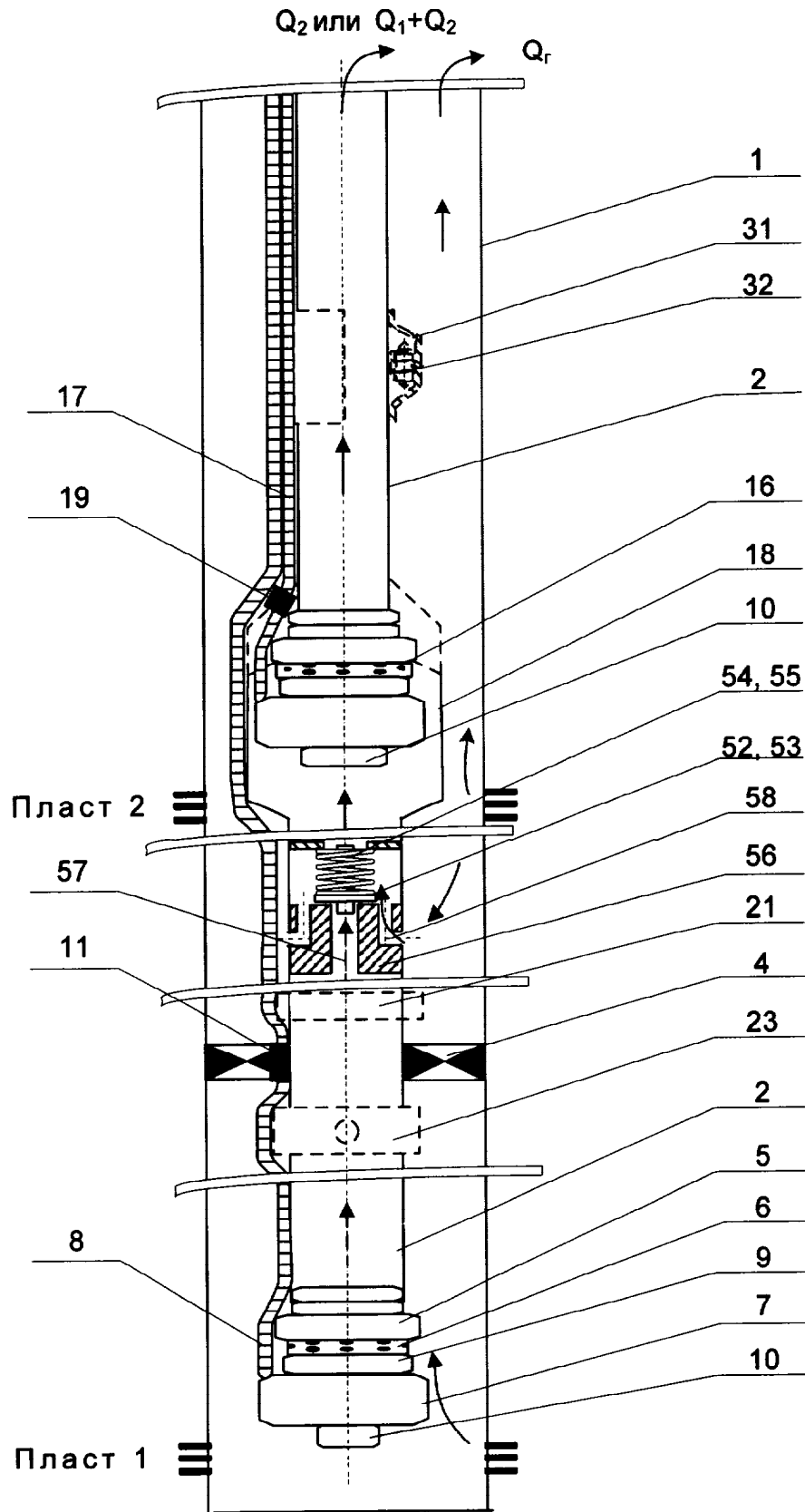
Фиг. 5



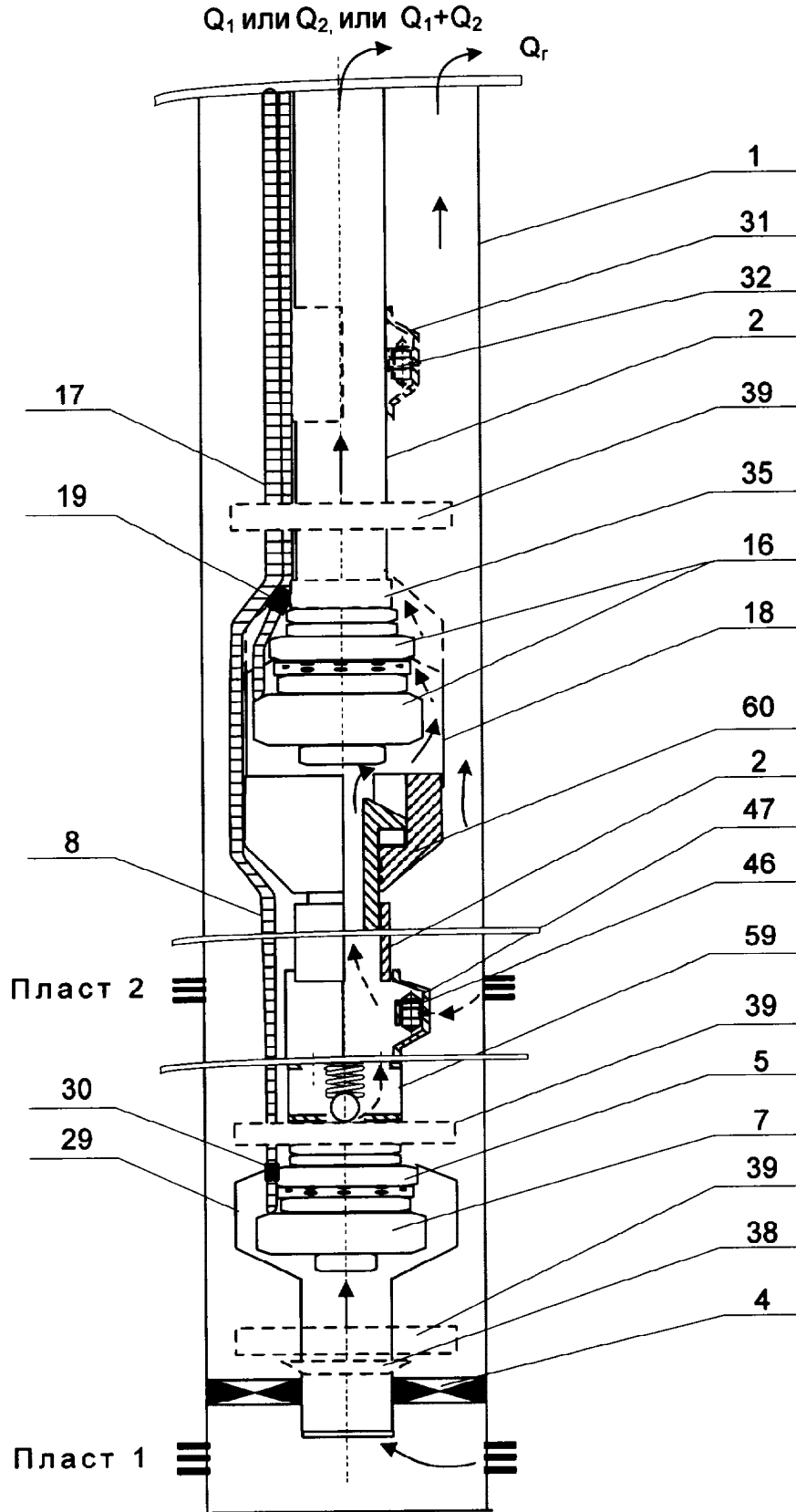
Фиг. 6



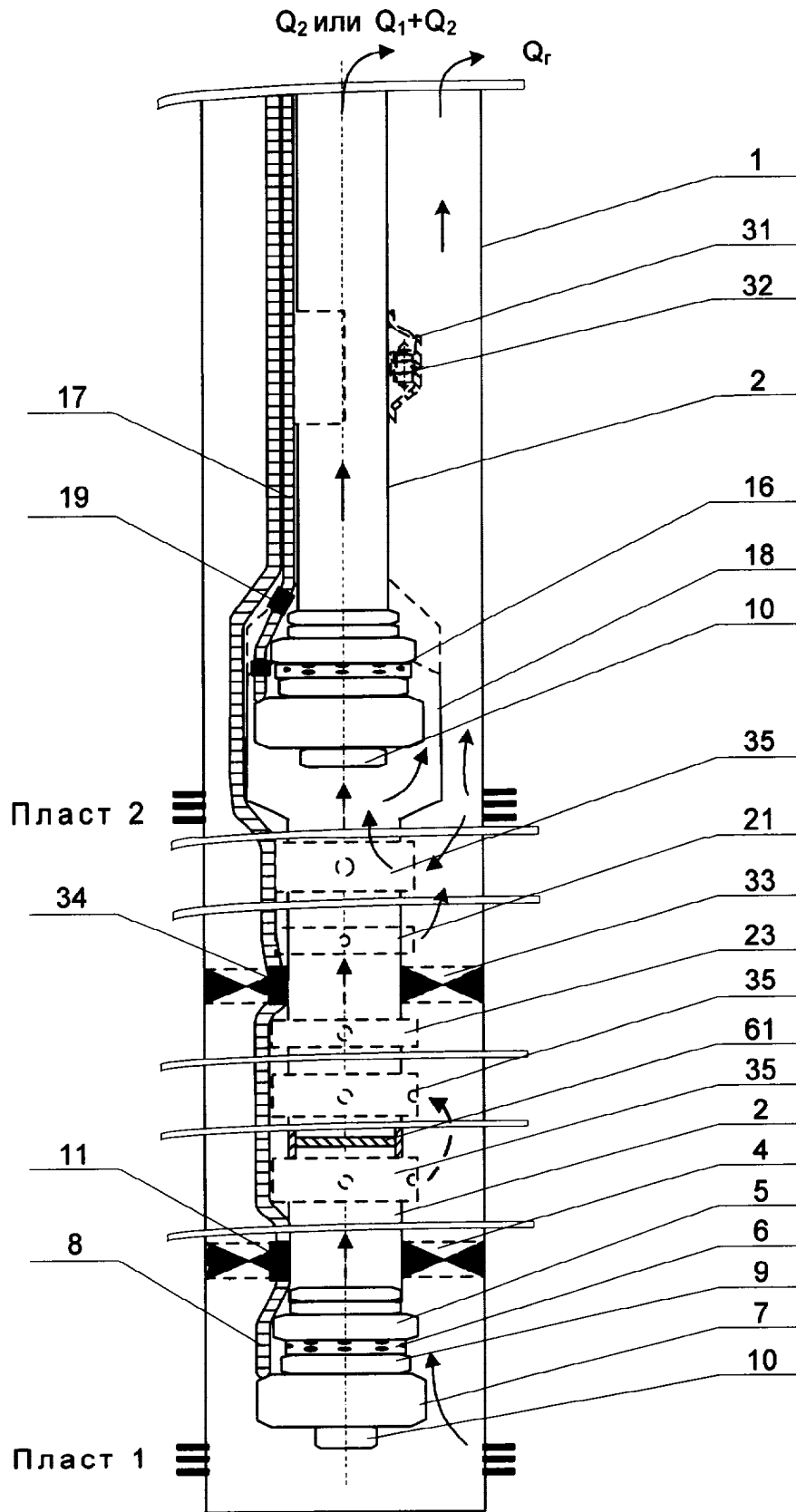
Фиг. 7



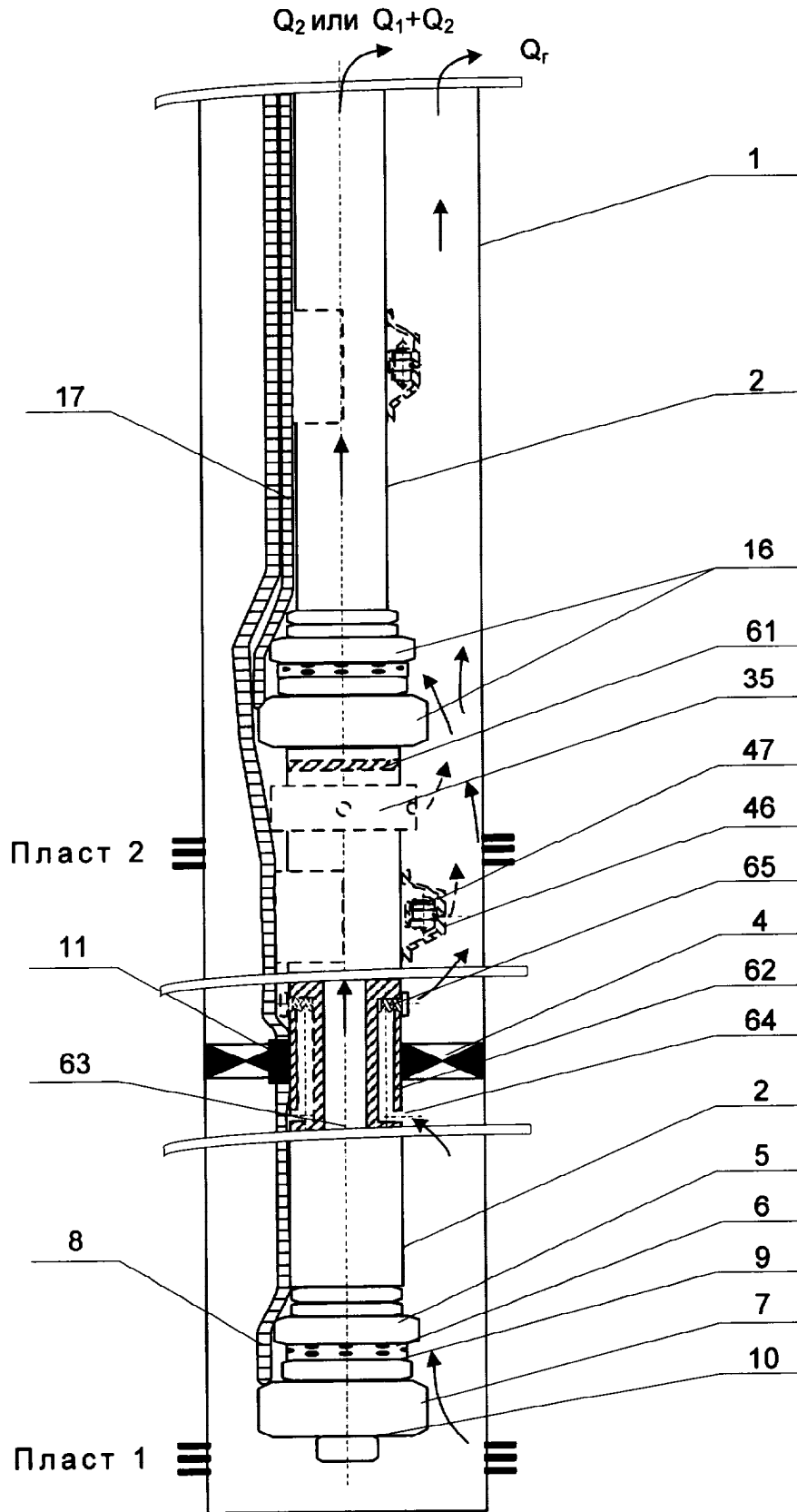
Фиг. 8



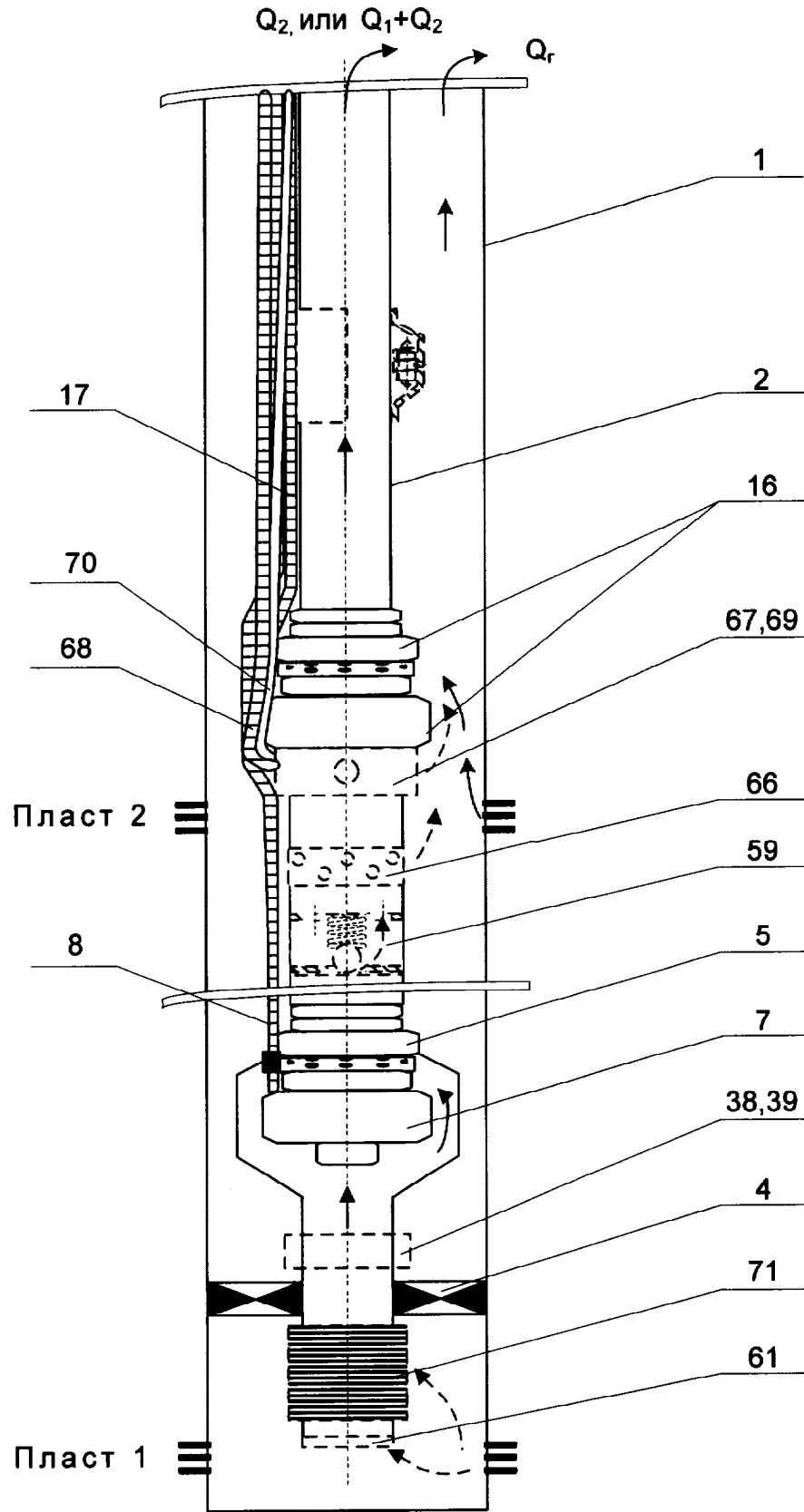
Фиг. 9



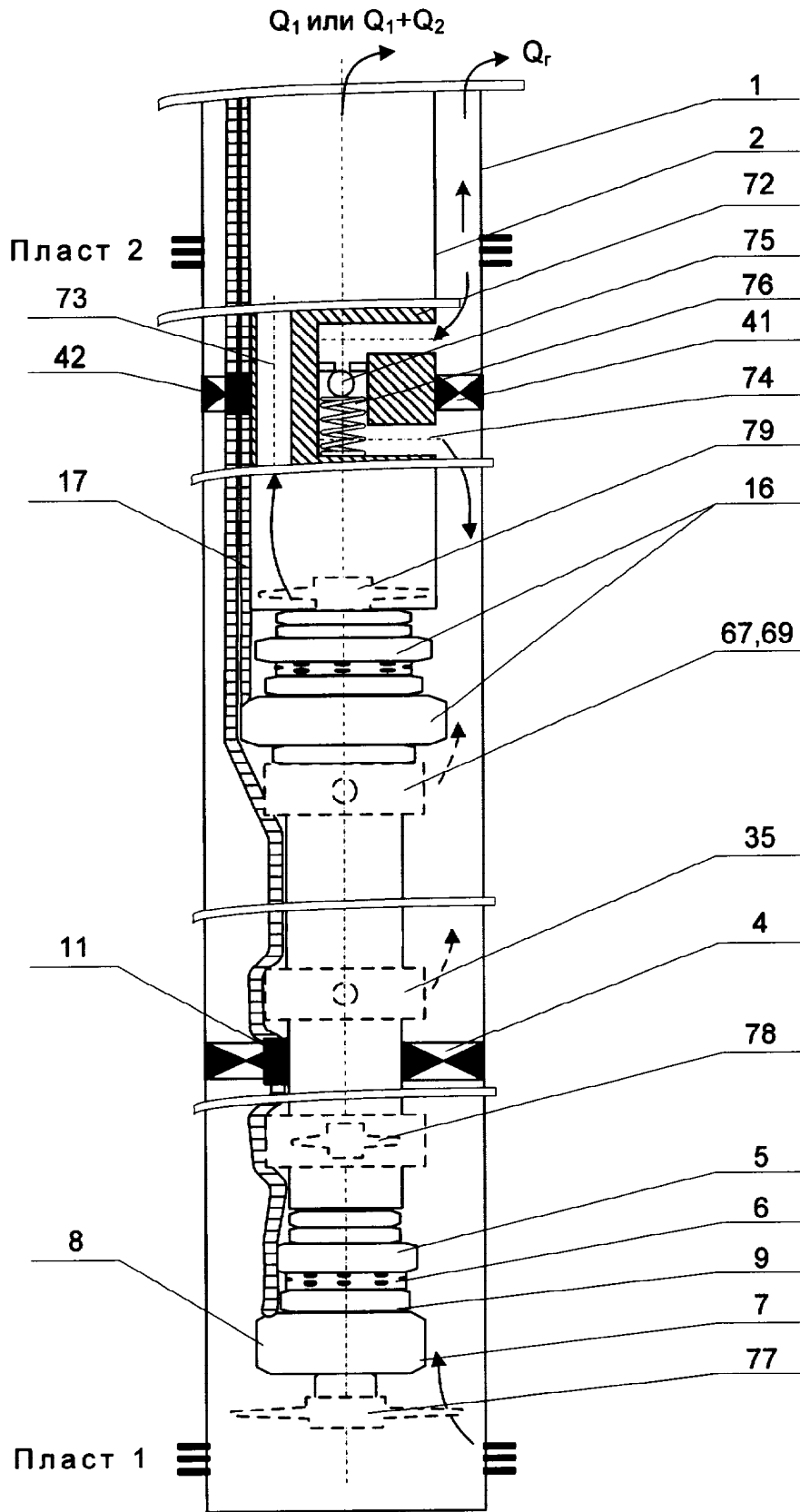
Фиг. 10



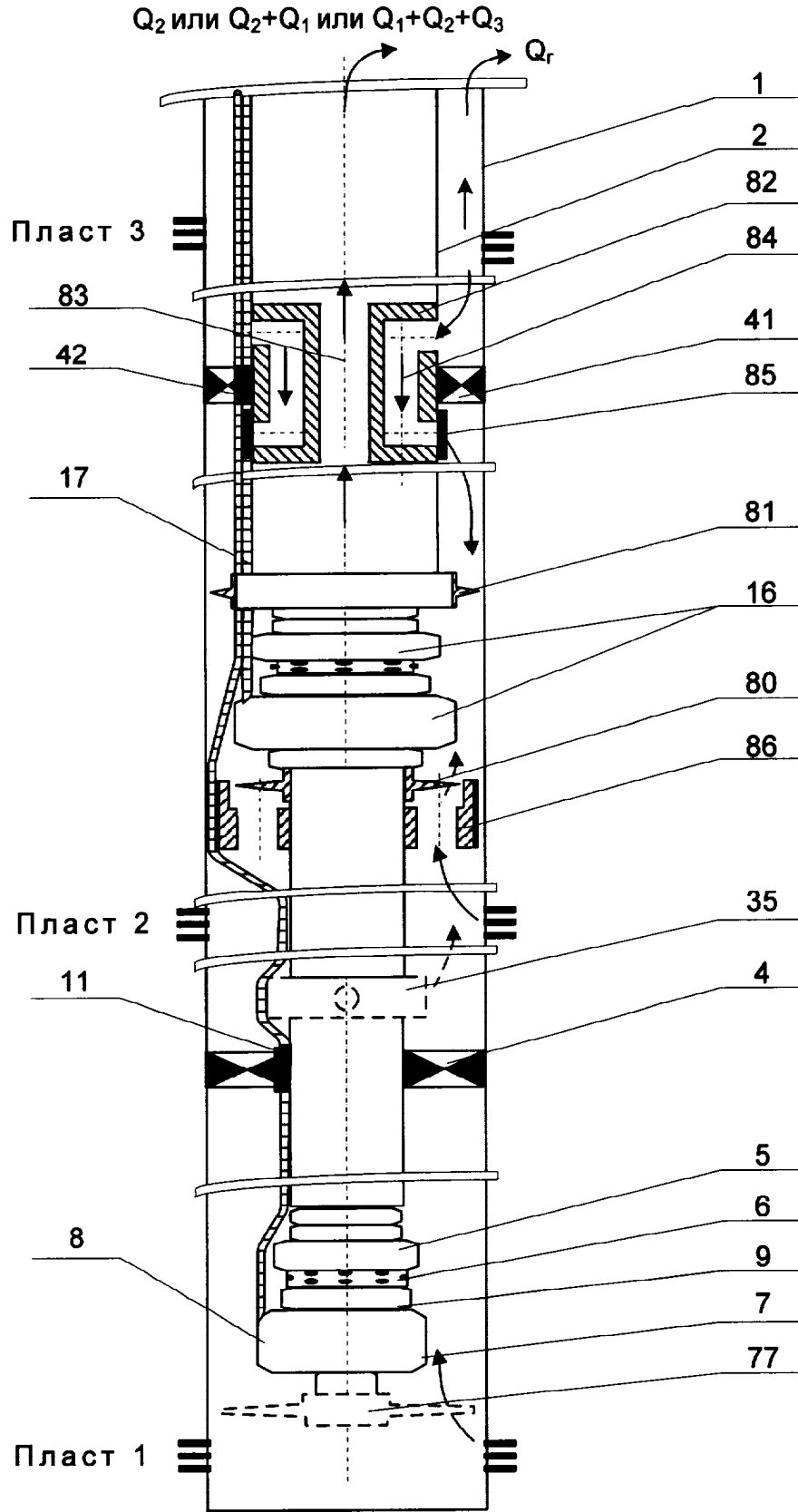
Фиг. 11



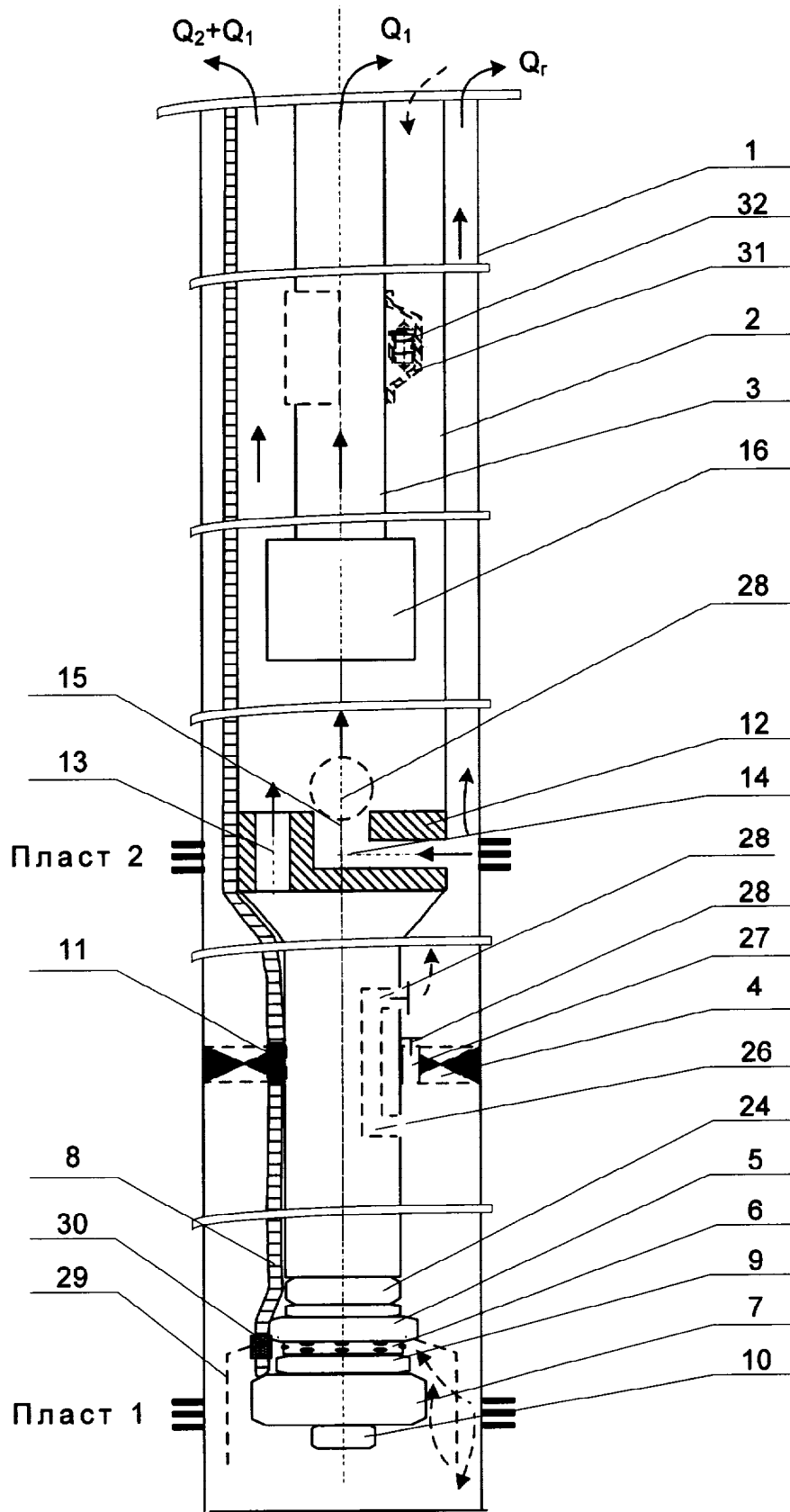
Фиг. 12



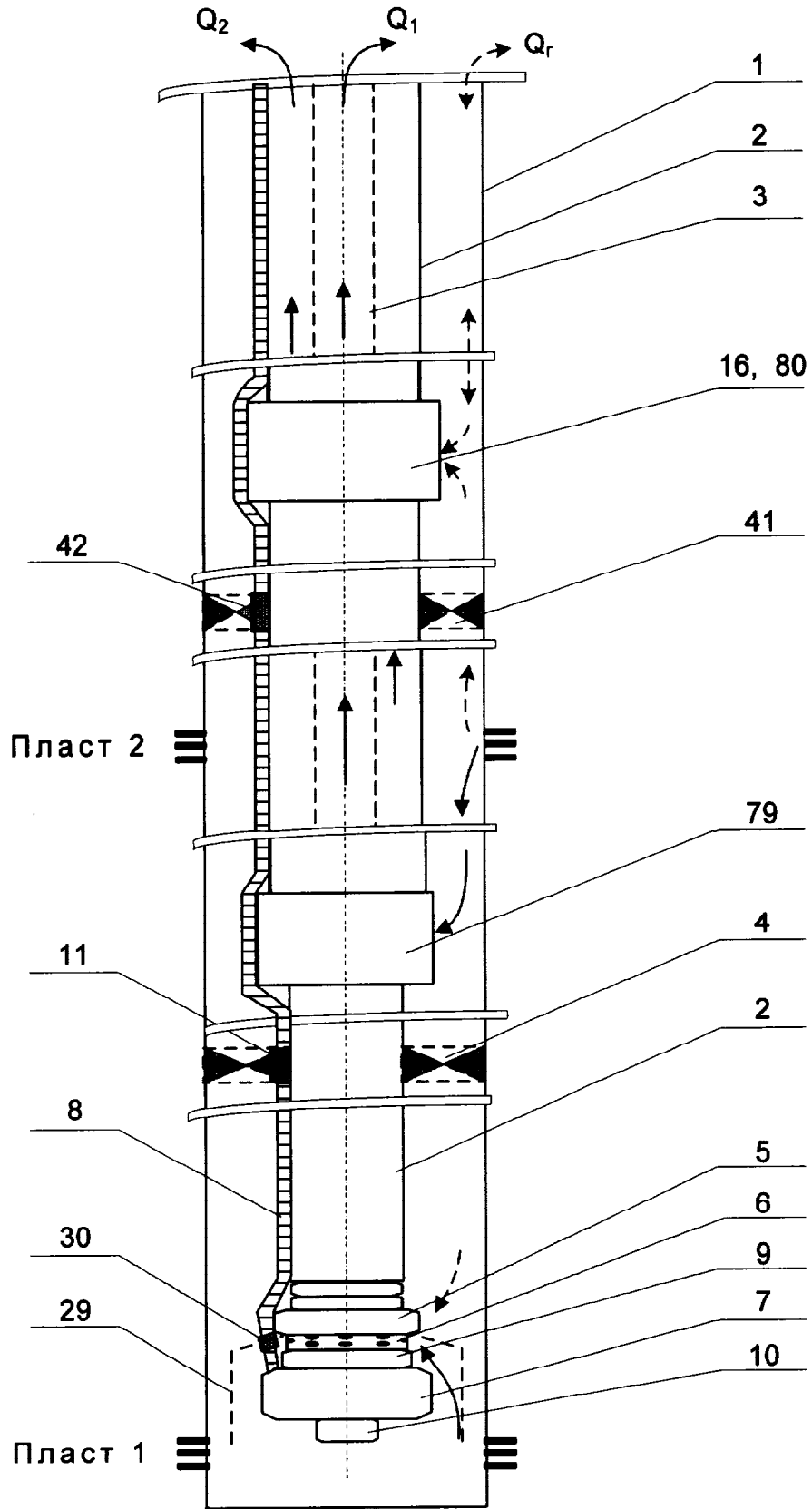
Фиг. 13



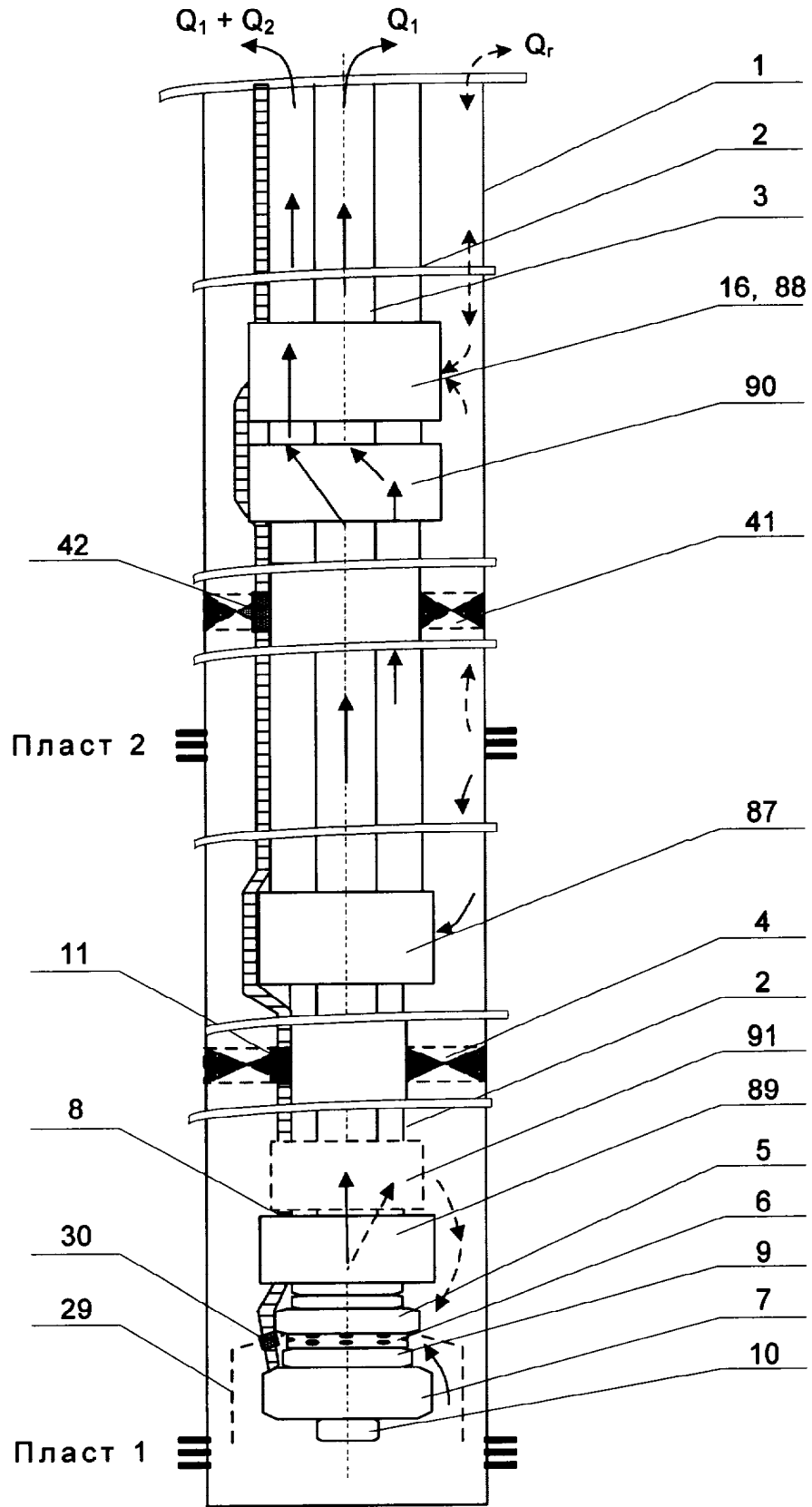
Фиг. 14



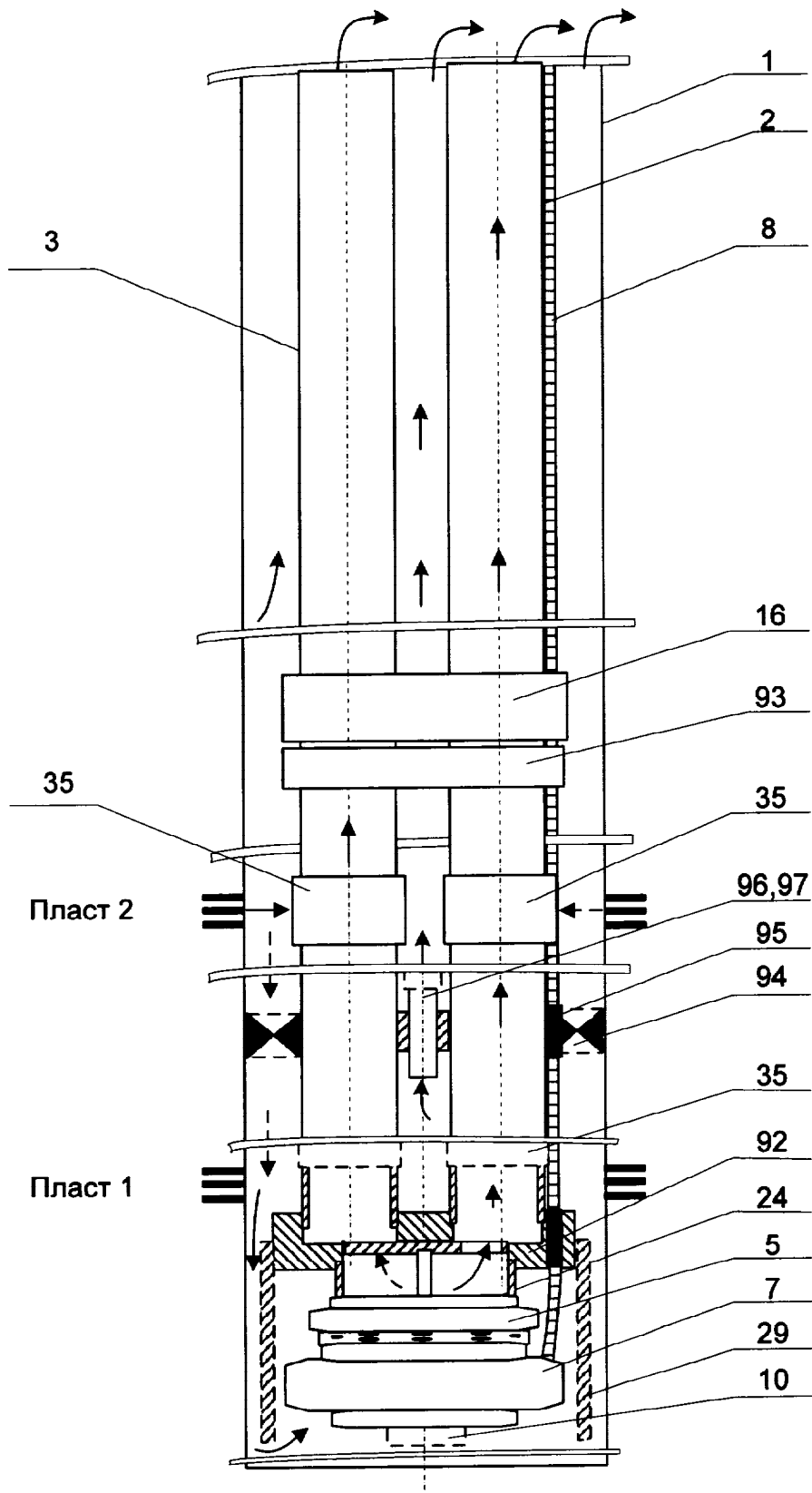
Фиг. 15



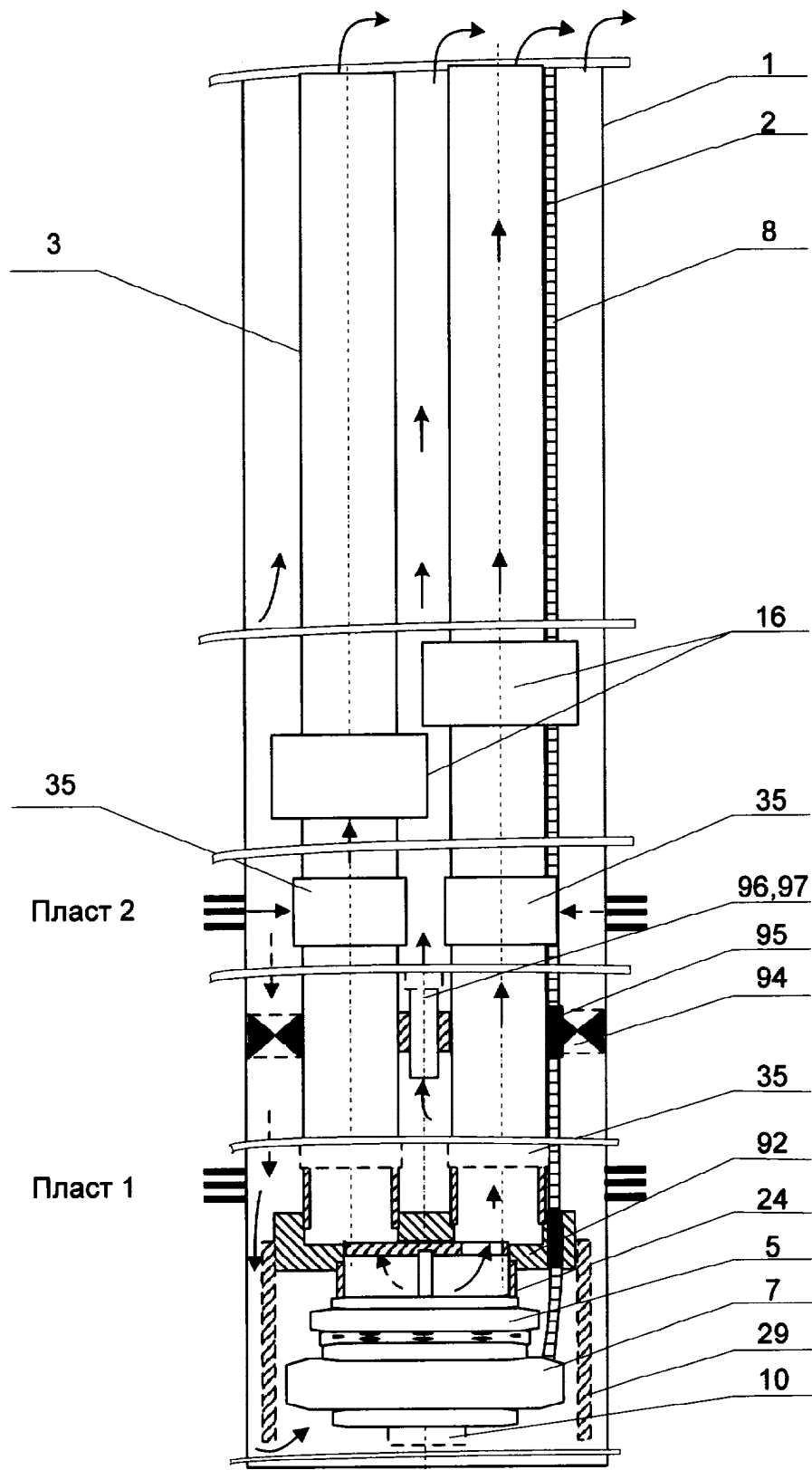
Фиг. 16



Фиг. 17



Фиг. 18



Фиг. 19