



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2011100122/06**, **11.01.2011**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
11.01.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **11.01.2011**(45) Опубликовано: **20.01.2012** Бюл. № 2(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **US 1568447 A**, **10.12.1924**. **RU 2105202 C1**, **20.02.1998**. **RU 2116520 C1**, **27.07.1998**. **US 1630902 A**, **16.04.1924**. **AU 2004200667 A1**, **09.09.2004**.

Адрес для переписки:

**125368, Москва, 3-й Митинский пер., 5,
кв.231, Р.М. Габдуллину**

(72) Автор(ы):

Габдуллин Ривенер Мусавирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Габдуллин Ривенер Мусавирович (RU)**(54) СКВАЖИННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА**

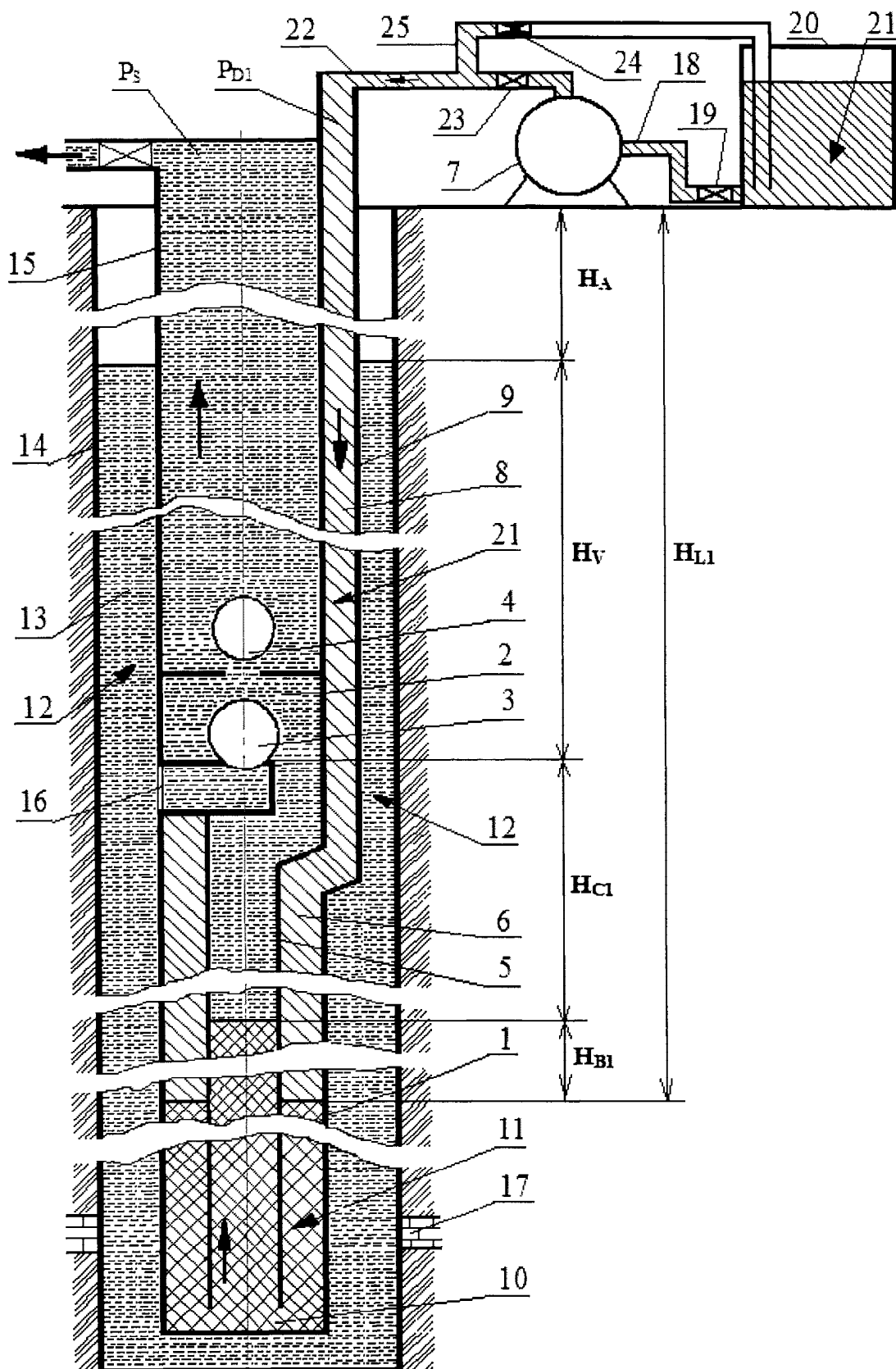
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для добычи нефти при большом содержании песка в пластовой жидкости и большой кривизне скважин. Установка содержит насос, установленный в колонне труб, с подвижным рабочим органом, всасывающим и нагнетательным клапанами, связанный с устьевым силовым агрегатом при помощи обводного канала для подачи приводной среды. Подвижный рабочий орган выполнен в виде буферной жидкости, размещенной в нижней части насосной камеры корпуса насоса ниже всасывающего клапана с образованием гидрозатвора, с возможностью взаимодействия с перекачиваемой жидкостью, поступающей в насосную камеру через боковое окно, выполненное в корпусе насоса, и всасывающий клапан. Обводной канал

выполнен в виде гибкой трубы, расположенной снаружи или внутри. Устьевой силовый агрегат представлен в виде гидравлического насоса или газового компрессора. В качестве приводной среды используется минеральное или синтетическое масло, легкие углеводороды или жидкости с малым удельным весом, а в качестве подвижного рабочего органа используется ртуть, раствор бромид цинка - бромид кальция или жидкость с большим удельным весом или их чередование. При использовании газового компрессора в качестве дополнительной приводной среды используется инертный газ. Один силовый агрегат работает с несколькими скважинами, а в гибкой трубе дополнительно размещены электропровода, греющий кабель и гидроканал. Увеличивается межремонтный период, упрощается конструкция, повышается надежность. 9 з.п. ф-лы, 8 ил.

RU
2
4
4
0
5
1
4
C
1

RU
2
4
4
0
5
1
4
C
1



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2011100122/06, 11.01.2011

(24) Effective date for property rights:
11.01.2011

Priority:

(22) Date of filing: 11.01.2011

(45) Date of publication: 20.01.2012 Bull. 2

Mail address:

125368, Moskva, 3-j Mitinskij per., 5, kv.231,
R.M. Gabdullinu

(72) Inventor(s):

Gabdullin Rivener Musavirovich (RU)

(73) Proprietor(s):

Gabdullin Rivener Musavirovich (RU)

(54) **OIL-WELL PUMPING UNIT**

(57) Abstract:

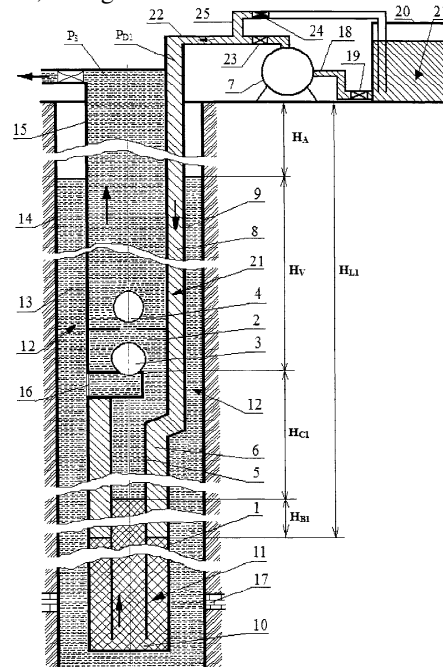
FIELD: engines and pumps.

SUBSTANCE: unit includes a pump installed in a pipe string with movable working element, suction and delivery valve connected to the wellhead power unit by means of a bypass channel for supply of drive medium. Movable working element is made in the form of buffer liquid arranged in lower part of pump chamber of the pump housing below suction valve, so that hydraulic lock is formed, with possibility of interaction with pumped liquid supplied to pump chamber through the side opening made in the pump housing, and suction valve. Bypass channel is made in the form of a flexible tube located outside or inside. Wellhead power unit is represented in the form of hydraulic pump or gas compressor. As drive medium there used is mineral or synthetic oil, light hydrocarbons or liquids with small specific weight, and as movable working element there used is mercury, solution of zinc bromide - calcium bromide or liquid with large specific weight or their alternation. When gas compressor is used as additional drive medium, inert gas is used. One power unit operates with several wells, and electrical wires, heater cable and hydraulic channel is arranged

in addition in flexible tube.

EFFECT: increasing overhaul period, simplifying the design and improving the reliability.

10 cl, 8 dwg



Фиг. 1

RU 2 4 4 0 5 1 4 C 1

RU 2 4 4 0 5 1 4 C 1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для добычи нефти из скважин при большом содержании твердых частиц в откачиваемой жидкости, агрессивных сред и большой кривизне скважин.

Известна скважинная насосная установка, включающая глубинный скважинный насос с плунжером, выполняющим возвратно-поступательные движения в цилиндре с помощью гидропривода под воздействием энергии силового насоса / Молчанов Г.В. и др. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. - М.: Недра, 1984. - с.227-229/.

Недостатком этого устройства является то, что при работе оказывается существенное влияние мехпримесей /песка/ в скважинной жидкости на межремонтный период глубинного насоса в результате попадания механических примесей между цилиндром и плунжером.

Известна скважинная насосная установка, содержащая насос, установленный в колонне труб, с подвижным рабочим органом, всасывающим и нагнетательным клапанами, связанный с силовым агрегатом при помощи обводного канала для подачи приводной среды, установленным на поверхности, и канал для подъема откачиваемой жидкости (US 1568447A, 05.01.1926).

Недостатками этого насоса, принятого в качестве прототипа, являются:

- применение двух дополнительных каналов, которые усложняют и удорожают конструкцию насоса, и проведение спускоподъемных операций;

- применение в насосе двух рабочих камер, которые усложняют насос и в отсутствие уплотнений плунжера способствуют возникновению перетоков между рабочими камерами и попаданию мехчастиц между плунжером и цилиндром;

- невозможность создания необходимой разности давлений в рабочих камерах на больших глубинах, что приведет к отказу работы насоса.

Задачей настоящего изобретения является разделение приводной рабочей жидкости от откачиваемой, возможность регулирования динамических характеристик насоса, отсутствие колонны штанг в насосно-компрессорных трубах.

Технический результат - увеличение межремонтного периода насоса, отсутствие трения в паре цилиндр - плунжер, простота конструкции погружной части насоса, повышение надежности работы глубинного насоса.

Указанная задача решается, а технический результат достигается за счет того, что в скважинной насосной установке, содержащей насос, установленный в колонне труб, с подвижным рабочим органом, всасывающим и нагнетательным клапанами, связанный с силовым агрегатом при помощи обводного канала для подачи приводной среды, установленным на поверхности, и канал для подъема откачиваемой среды, подвижный рабочий орган выполнен в виде буферной жидкости, размещенной в нижней части насосной камеры насоса ниже всасывающего клапана с образованием гидрозатвора, с возможностью взаимодействия с перекачиваемой жидкостью, поступающей в насосную камеру через боковое окно, выполненное в корпусе насоса, и всасывающий клапан, при этом обводной канал выполнен в виде гибкой трубы, расположенной снаружи или внутри колонны труб.

Кроме того, в качестве устьевого силового агрегата используется гидравлический насос или газовый компрессор.

В качестве жидкой приводной среды используется минеральное или синтетическое масло, легкие углеводороды или жидкости с малым удельным весом.

В качестве подвижного рабочего органа используется ртуть, раствор бромид цинка - бромид кальция или жидкость с большим удельным весом.

Буферная жидкость состоит из чередования различных видов жидкостей с разными

удельными весами, например ртуть и раствор бромид цинка - бромид кальция.

В качестве газообразной приводной среды могут использоваться не смешивающиеся и не растворимые с приводной жидкостью газы, например азот.

5 Приводная среда может состоять из чередования приводной и буферной жидкостей и газообразного агента.

В одной гибкой трубе могут дополнительно размещаться электрические провода, греющий кабель и гидравлический канал.

Один устьевой силовой агрегат может работать с несколькими скважинами.

10 На фиг.1 изображена скважинная насосная установка, где в качестве устьевого силового агрегата применен гидравлический насос в начале процесса нагнетания, на фиг.2 - то же, в конце процесса нагнетания, на фиг.3 - то же, в начале процесса всасывания, на фиг.4 - то же, в конце процесса всасывания, на фиг.5 изображена
15 скважинная насосная установка, где в качестве устьевого силового агрегата применен газовый компрессор, в начале процесса нагнетания, на фиг.6 - то же, в конце процесса нагнетания, на фиг.7 - то же, в начале процесса всасывания, на фиг.8 - то же, в конце процесса всасывания.

Скважинная насосная установка, где в качестве устьевого силового агрегата
20 применен гидравлический насос, состоит из корпуса глубинного насоса 1, насосной камеры 2, в которой находятся всасывающий клапан 3 и нагнетательный клапан 4. Насосная камера 2 соединена с насосной трубой 5, находящейся внутри корпуса 1, которые образуют наружной поверхностью насосной трубы 5 и внутренней
25 поверхностью корпуса 1 кольцевое пространство 6, которое своей верхней частью гидравлически соединено с устьевым силовым агрегатом посредством обводного канала 8 внутри гибкой трубы 9. Нижняя часть корпуса 1 заглушена. Насосная труба 5 своим нижним концом не доходит до заглушенного конца корпуса 1 для
30 создания свободного перетока жидкости между внутренним пространством насосной трубы 5 и кольцевым пространством 6 с образованием гидрозатвора 10 и заполненного тяжелой буферной жидкостью 11, выполняющей роль плунжера внутри насосной трубы 5. Для подачи откачиваемой жидкости 12 из затрубного
35 пространства 13, образованного внутренней поверхностью скважины 14 и внешней поверхностью насоса 1 и лифтовой колонны 15, например из насосно-компрессорных труб, имеется боковое окно 16. Откачиваемая жидкость 12 поступает в затрубное пространство 13 из продуктивного пласта 17. Устьевой силовой агрегат состоит из
40 силового насоса 7, всасывающая линия 18 которого соединена через запорное устройство 19 с емкостью 20 для приводной жидкости 21, например минерального или синтетического масла. Нагнетательная линия 22 насоса 7 соединена через запорное устройство 23 с обводным каналом 9 в виде гибкой трубы. Нагнетательная линия 22
45 через запорное устройство 24 соединена с возвратной линией 25, подведенной к емкости 20. Вместо запорных устройств 23 и 24 может быть применен трехходовой кран (не показан). Насосную трубу 5 и кольцевое пространство 6 заполняют
50 расчетным объемом тяжелой буферной жидкости 11 на устье скважины перед спуском насоса в скважину. Гибкая труба 9 изначально заполнена приводной жидкостью 21 и имеет в месте входа в лифтовую колонну запорное устройство в виде электроклапана, разрывной диафрагмы (не показано) и т.д. для сохранения легкой жидкости внутри
гибкой трубы 9 во время ее спуска вместе с лифтовой колонной 15 в скважину. Для управления работой устьевого силового агрегата схема снабжена блоком автоматики (не показана). Для обеспечения непрерывной работы привода силового агрегата и смягчения условий его работы в гидроприводном силовом агрегате дополнительно

может быть установлен пневмоаккумулятор для накопления энергии приводной жидкости (не показан). При применении в качестве привода силового агрегата электродвигателя для регулировки его характеристик могут применяться частотные преобразователи, вентильные двигатели или двигатели постоянного тока.

5 Скважинная насосная установка с гидроприводным силовым агрегатом (Фиг.1-4) работает следующим образом.

В скважину, на лифтовой колонне 15, спускают глубинный насос. Одновременно со спуском лифтовой колонны 15 в скважину спускают гибкую трубу 9 в виде

10 шлангокабеля с присоединением ее нижнего конца к глубинному насосу, а саму трубу 5 к лифтовой колонне 15 фиксирующими элементами, например клямсами, аналогичными применяемым при спуске бронированного электрокабеля с НКТ для работы с погружным ЭЦН (не показаны). После спуска насоса на расчетную глубину устьевую часть лифтовой колонны 15 присоединяют к промышленному коллектору, а гибкую трубу 9 присоединяют своим верхним концом к устьевому силовому агрегату.

15 В начале процесса нагнетания (Фиг.1) для обеспечения поступательного движения плунжера из тяжелой буферной жидкости 3 вверх внутри насосной трубы 5 и выталкивания находящейся в ней откачиваемой скважинной жидкости 12 силовым

20 насосом 7 или из пневмоаккумулятора подают приводную жидкость 21 с расчетным давлением и расходом через запорное устройство 23. При этом запорное устройство 24 закрыто, всасывающий клапан 3 закрыт, а нагнетательный клапан 4

открыт давлением откачиваемой жидкости 12 в насосной камере 2. В конце процесса нагнетания (Фиг.2) после закачки расчетного объема приводной жидкости 21 в

25 гидравлический канал 8, который соответствует объему откачиваемой жидкости 12, автоматика закрывает запорный орган 23 и открывает запорный орган 24, отключает силовой насос 7 или перераспределяет поток жидкости в пневмоаккумулятор. В

начале процесса всасывания (Фиг.3), нагнетательный клапан 4 закрывается

30 гидростатическим давлением столба жидкости в лифтовой колонне 15, а откачиваемая жидкость 12 из скважины 14 через боковое входное окно 16 и всасывающий клапан 3

поступает в насосную камеру 2 и расширяющуюся внутреннюю полость насосной трубы 5. Давление в канале 8 равно гидростатическому давлению столба приводной жидкости 21, которая из канала 8 возвращается в емкость 20 за счет воздействия

35 гидростатического давления столба откачиваемой скважинной жидкости 12 в затрубном пространстве 13 и разности уровней тяжелой буферной жидкости 11 в насосной трубе 5 и кольцевом пространстве 6. По мере движения столба тяжелой буферной жидкости 11 в насосной трубе 5 вниз и ее подъема в кольцевом

40 пространстве 6 перепад давлений, воздействующий на плунжер в виде тяжелой буферной жидкости, будет уменьшаться. В конце процесса всасывания (Фиг.4) при достижении наименьшего расчетного перепада давлений для данной скважины

запорный орган 24 закрывается, а запорный орган 23 открывается, включается силовой насос 7 или из пневмоаккумулятора подают приводную жидкость 21 с

45 расчетным давлением и расходом через запорное устройство 23 и цикл повторяется.

Процессы, происходящие при работе скважинной насосной установки с устьевым силовым агрегатом в виде гидроприводного устройства, описывают следующими математическими выражениями. Ввиду малого расстояния между всасывающим и нагнетательным клапанами в расчетах принимаем расстояния до них как до единого клапанного узла.

50 1. Уравнение равенства гидростатических давлений в начале хода плунжера вверх в начале процесса нагнетания имеет вид:

$$P_s + (H_A + H_V + H_{C1}) \cdot g \cdot \rho_w + H_{B1} \cdot g \cdot \rho_B = P_{D1} + H_{L1} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

P_s - давление на устье скважины в лифтовой колонне (МПа);

5 ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_A - расстояние от устья до уровня пластовой жидкости в скважине (м);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

10 ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м³);

H_{C1} - расстояние от уровня тяжелой буферной жидкости в насосной трубе до клапанного узла (м);

H_{L1} - расстояние от устья до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

15 H_{B1} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в корпусе насоса и насосной трубе (м);

P_{D1} - давление приводной жидкости в нагнетательной линии на поверхности (МПа);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³).

20 2. Уравнение равенства гидростатических давлений в конце хода плунжера вверх в конце процесса нагнетания имеет вид:

$$P_s + (H_A + H_V) \cdot g \cdot \rho_w + H_{B2} \cdot g \cdot \rho_B = P_{D2} + H_{L2} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

25 P_s - давление на устье скважины в лифтовой колонне (МПа);

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_A - расстояние от устья до уровня пластовой жидкости в скважине (м);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

30 ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м³);

H_{B2} - расстояние от уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса до клапанного узла (м);

35 H_{L2} - расстояние от устья до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

P_{D2} - давление приводной жидкости в нагнетательной линии на поверхности (МПа);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³).

40 3. Уравнение равенства гидростатических давлений в начале хода плунжера вниз в начале процесса всасывания имеет вид:

$$H_V \cdot g \cdot \rho_w + H_{B3} \cdot g \cdot \rho_B = P_{D3} + H_{L3} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

45 g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м³);

H_{B3} - расстояние от уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса до клапанного узла (м);

50 H_{L3} - расстояние от устья до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³);

P_{D3} - давление приводной жидкости в нагнетательной линии на поверхности (МПа).

4. Уравнение равенства гидростатических давлений в конце хода плунжера вниз в конце процесса всасывания имеет вид:

$$(H_V + H_{C4}) \cdot g \cdot \rho_w + H_{B4} \cdot g \cdot \rho_B = P_{D4} + H_{L4} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_A - расстояние от устья до уровня пластовой жидкости в скважине (м);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м³);

H_{C4} - расстояние от уровня тяжелой жидкости в насосной трубе до клапанного узла (м);

H_{L4} - расстояние от устья до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

H_{B4} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса и насосной трубе (м);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³);

P_{D4} - давление приводной жидкости в нагнетательной линии на поверхности (МПа).

Скважинная насосная установка с газовым компрессором (Фиг.5-8) состоит из корпуса глубинного насоса 1, насосной камеры 2, в которой находятся всасывающий клапан 3 и нагнетательный клапан 4. Насосная камера 2 соединена с насосной трубой 5, находящейся внутри корпуса 1, которые образуют наружной поверхностью насосной трубы 5 и внутренней поверхностью корпуса 1 кольцевое пространство 6, которое своей верхней частью соединено с устьевым компрессором 26 посредством канала 8, расположенным внутри гибкой трубы 9. Канал 8 частично заполнен приводной жидкостью 21 на расчетную величину. Нижняя часть корпуса 1 заглушена.

Насосная труба 5 внутри корпуса 1 своим нижним концом не доходит до заглушенного конца корпуса 1 для создания свободного перетока жидкости между внутренним пространством насосной трубы 5 и кольцевым пространством 6 с образованием гидрозатвора 10 и заполненного тяжелой буферной жидкостью 11, выполняющей роль плунжера внутри насосной трубы 5. Для подачи откачиваемой жидкости 12 из затрубного пространства 13, образованного внутренней поверхностью скважины 14 и внешней поверхностью насоса 1 и лифтовой колонны 15, например, из насосно-компрессорных труб имеется боковое входное окно 16. Откачиваемая жидкость 12 поступает в затрубное пространство 13 из продуктивного пласта 17.

Силовой компрессор 26 соединен с всасывающей линией 27 через запорное устройство 28 с ресивером 29. Нагнетательная линия 30 компрессора 26 соединена через запорное устройство 31 с рабочим ресивером 32. Нагнетательная линия 33 рабочего ресивера 32 через запорное устройство 34 соединена с гибкой трубой 9.

Гибкая труба 9 соединена с ресивером 29 возвратной линией 35 с запорным устройством 36. Вместо запорных устройств 34 и 36 может быть применен трехходовой кран (не показан). В качестве рабочего газа 37 применен инертный для приводной жидкости 21, например азот. Для перетока избыточного рабочего газа 37 между ресиверами имеется канал 38 с обратным клапаном 39. Насосная труба 5 и кольцевое пространство 6 заполнены расчетным объемом тяжелой буферной жидкости 11 на устье скважины перед спуском насоса в скважину. Гибкая труба 9 изначально заполнена расчетным объемом приводной жидкости 21 и имеет в месте входа в лифтовую колонну запорное устройство в виде электроклапана, разрывной

диафрагмы (не показано) и т.д. для сохранения легкой жидкости внутри гибкой трубы 9 во время ее спуска вместе с лифтовой колонной 15 в скважину. На устье скважины откачиваемая жидкость 12 через запорное устройство 40 поступает в коллектор 41. В качестве рабочего газообразного агента используют нерастворимый и несмешивающийся с приводной жидкостью газ, например азот, а в качестве компрессора можно использовать его поршневой, винтовой и т.д., а также их бустерные варианты. Для управления работой силового компрессора схема снабжена блоком автоматики (не показана). При применении в качестве привода силового агрегата электродвигателя для регулировки его характеристик могут применяться частотные преобразователи, вентильные двигатели или двигатели постоянного тока.

Скважинная насосная установка с газоприводным силовым агрегатом работает следующим образом.

При спуске лифтовой колонны 15 в виде колонны насосно-компрессорных труб в скважину с присоединенным насосом одновременно спускают гибкую трубу 9 в виде шлангокабеля, присоединенную своим нижним концом к насосу. Гибкую трубу 9 присоединяют к лифтовой колонне 15 фиксирующими элементами аналогично присоединению бронированного электрокабеля к колонне насосно-компрессорных труб при спуске электроцентробежных насосов. После спуска насоса на расчетную глубину устьевую часть лифтовой колонны 15 присоединяют к коллектору 41, а гибкую трубу 9 присоединяют своим верхним концом к линиям 33 и 35. В начале процесса нагнетания (Фиг.5) для поступательного движения плунжера из тяжелой жидкости 3 в насосной трубе 5 вверх и выталкивания находящейся в нем скважинной жидкости 12 силовым компрессором 26 открывают запорное устройство 34 и подают из рабочего ресивера 32 по линии 33 в гибкую трубу 9 сжатый газ 37. Сжатый газ 37 своим избыточным давлением давит на приводную жидкость 21, которая передает это давление через тяжелую жидкость 11 на откачиваемую жидкость 12 в насосной трубе 5 и в насосной камере 2, что приводит к закрытию всасывающего клапана 3 и открытию нагнетательного клапана 4. Избыточным давлением рабочего газа 37 откачиваемая жидкость 12 из насосной трубы 5 и насосной камеры 2 через открытый клапан 4 выталкивается в лифтовую колонну 15 и далее в коллектор 41. В конце процесса нагнетания (Фиг.6) после достижения уровня тяжелой буферной жидкости 11 в насосной трубе 5 до расчетной величины запорное устройство 34 закрывается, а запорное устройство 36 открывается. В начале процесса всасывания (Фиг.7) давление газа в ресивере 29 ниже давления газа в рабочем ресивере 32 и гибкой трубе 9 за счет постоянной перекачки газа из ресивера 29 в ресивер 32 компрессором 26, и газ начинает поступать из гибкой трубы 9 в ресивер 29 за счет разницы в давлениях. Давление столба откачиваемой жидкости 12 в лифтовой колонне 15 закрывает нагнетательный клапан 4. При превышении давления откачиваемой жидкости 12 в затрубном пространстве 13 над давлением в насосной камере 2 открывается всасывающий клапан 3 и откачиваемая жидкость 12 начинает поступать в насосную камеру 2 и расширяющийся объем насосной трубы 5. В конце процесса всасывания (Фиг.8) после достижения уровня тяжелой буферной жидкости 11 в цилиндре до расчетной величины запорное устройство 36 закрывается, а запорное устройство 34 открывается и начинается следующий цикл работы насоса. Время всасывания откачиваемой жидкости может регулироваться дросселированием запорного устройства 36. Силовой компрессор 26 работает постоянно без резких скачков давления, а его производительность подстраивают под производительность скважины и она может автоматически регулироваться частотой вращения вала двигателя

силового компрессора 2б, например вышеупомянутым регулированием вращения вала приводного электродвигателя или количеством подаваемого топлива в двигатель внутреннего сгорания.

Процессы, происходящие при работе скважинной насосной установки с устьевым силовым агрегатом в виде газопроводного устройства, описывают следующими математическими выражениями.

1. Уравнение равенства гидростатических давлений в начале хода плунжера вверх в начале процесса нагнетания имеет вид:

$$P_s + (H_A + H_V + H_{P5}) \cdot g \cdot \rho_w = P_{G1} + H_{L5} \cdot g \cdot \rho_L + H_{B5} \cdot g \cdot \rho_B,$$

где:

P_s - давление на устье скважины в лифтовой колонне (МПа);

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_A - расстояние от устья до уровня пластовой жидкости в скважине (м);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

H_{P5} - расстояние от уровня тяжелой буферной жидкости в насосной трубе до клапанного узла (м);

ρ_B - плотность тяжелой жидкости (кг/м³);

H_G - расстояние от устья до уровня приводной жидкости в гибкой трубе (м);

H_{L5} - расстояние от уровня приводной жидкости в гибкой трубе до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

H_{B5} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса и насосной трубе (м);

P_{G1} - давление газа в гибкой трубе (МПа);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³).

2. Уравнение равенства гидростатических давлений в конце хода плунжера вверх в конце процесса нагнетания имеет вид:

$$P_s + (H_A + H_V) \cdot g \cdot \rho_w + H_{B6} \cdot g \cdot \rho_B = P_{G2} + H_{L6} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

P_s - давление на устье скважины в лифтовой колонне (МПа);

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с²);

H_A - расстояние от устья до уровня пластовой жидкости в скважине (м);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

ρ_B - плотность тяжелой жидкости (кг/м³);

H_{B6} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса и насосной трубе (м);

H_{L6} - расстояние от уровня легкой рабочей жидкости в гибкой трубе до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве (м);

P_{G2} - давление газа в гибкой трубе (МПа);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м³).

3. Уравнение равенства гидростатических давлений в начале хода плунжера вниз в начале процесса всасывания имеет вид:

$$H_V \cdot g \cdot \rho_w + H_{B7} \cdot g \cdot \rho_B = P_{G3} + H_{L7} \cdot g \cdot \rho_L,$$

где:

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения (м/с^2);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м^3);

5 H_{B7} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса и насосной трубе (м);

H_{L7} - расстояние от уровня легкой рабочей жидкости в гибкой трубе до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

10 ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м^3);

P_{G3} - давление газа в гибкой трубе (МПа).

4. Уравнение равенства гидростатических давлений в конце хода плунжера вниз в конце процесса всасывания имеет вид:

$$(H_{P8} + H_V) \cdot g \cdot \rho_w = P_{G4} + H_{L8} \cdot g \cdot \rho_L + H_{B8} \cdot g \cdot \rho_B,$$

15 где:

ρ_w - плотность скважинной жидкости, кг/м^3 ;

g - ускорение свободного падения (м/с^2);

H_V - расстояние от уровня пластовой жидкости в скважине до клапанного узла (м);

20 ρ_B - плотность тяжелой буферной жидкости (кг/м^3);

H_{P8} - расстояние от уровня тяжелой жидкости в насосной трубе до клапанного узла (м);

H_{L8} - расстояние от уровня легкой рабочей жидкости в гибкой трубе до уровня тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса (м);

25 H_{B8} - расстояние между уровнями тяжелой буферной жидкости в кольцевом пространстве корпуса насоса и насосной трубе (м);

ρ_L - плотность приводной жидкости (кг/м^3);

P_{G4} - давление газа в гибкой трубе (МПа).

30 Преимущество изобретения состоит в том, что отсутствуют износ цилиндра глубинного насоса и опасность его заклинивания в условиях большого содержания механических примесей в скважинной жидкости. Диаметр цилиндра, ход плунжера и частота двойных ходов могут быть увеличены по сравнению со стандартными
35 глубинными плунжерными насосами. Процессы всасывания и нагнетания в цикле работы насоса можно сделать различными по продолжительности, что позволяет увеличить эффективность его работы. Приводная среда может состоять из чередования приводной и буферной жидкостей и газообразного агента, а также из их различных комбинаций и сочетаний. Один устьевой силовой агрегат может работать с
40 двумя или несколькими скважинами, что удешевляет применение предлагаемой насосной установки.

При применении шлангокабеля можно устанавливать различные датчики, например давления и температуры, что позволит в текущем режиме отслеживать
45 взаимодействие системы скважина - пласт. Свободный внутренний объем лифтовой колонны позволяет менять клапанный узел геофизической лебедкой без подъема лифтовой колонны, облегчает удаление асфальто-смолисто-парафинистых отложений, позволяет устанавливать внутри лифтовой колонны греющий кабель и т.д. Кроме того, обеспечивается автоматическое установление откачки жидкости из скважины в
50 точном соответствии с интенсивностью притока жидкости из пласта в скважину. При использовании гибкой трубы с еще одним дополнительным каналом позволит доставлять во всасывающую линию насоса химреагенты, например ингибиторы и т.д. За счет близкого расположения всасывающего и нагнетательного клапанов

уменьшается процесс газообразования в насосной камере, а образовавшийся газ легко выталкивается в лифтовую колонну. Предлагаемая установка позволяет выполнять те же задачи, которые ставятся перед механизированными методами добычи жидкости из скважин: плунжерные насосы со штанговым приводом от станка-качалки, винтовые насосы с верхним и нижним приводами, мало- и среднедебитные погружные электроцентробежные насосы.

Формула изобретения

1. Скважинная насосная установка, содержащая насос, установленный в колонне труб с подвижным рабочим органом, всасывающим и нагнетательным клапанами, связанный с силовым агрегатом при помощи обводного канала для подачи приводной среды, установленным на поверхности, отличающаяся тем, что подвижный рабочий орган выполнен в виде буферной жидкости, размещенной в нижней части насосной камеры, образованной в корпусе насоса ниже всасывающего клапана с образованием гидрозатвора с возможностью взаимодействия с перекачиваемой жидкостью, поступающей в насосную камеру через боковое окно, выполненное в корпусе насоса, и всасывающий клапан, при этом обводной канал выполнен в виде гибкой трубы, расположенной снаружи или внутри колонны труб.

2. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в качестве устьевого силового агрегата используется гидравлический насос.

3. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в качестве устьевого силового агрегата используется газовый компрессор.

4. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в качестве жидкой приводной среды используется минеральное или синтетическое масло, легкие углеводороды или жидкости с малым удельным весом.

5. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в качестве подвижного рабочего органа используется ртуть, раствор бромид цинка - бромид кальция или жидкость с большим удельным весом.

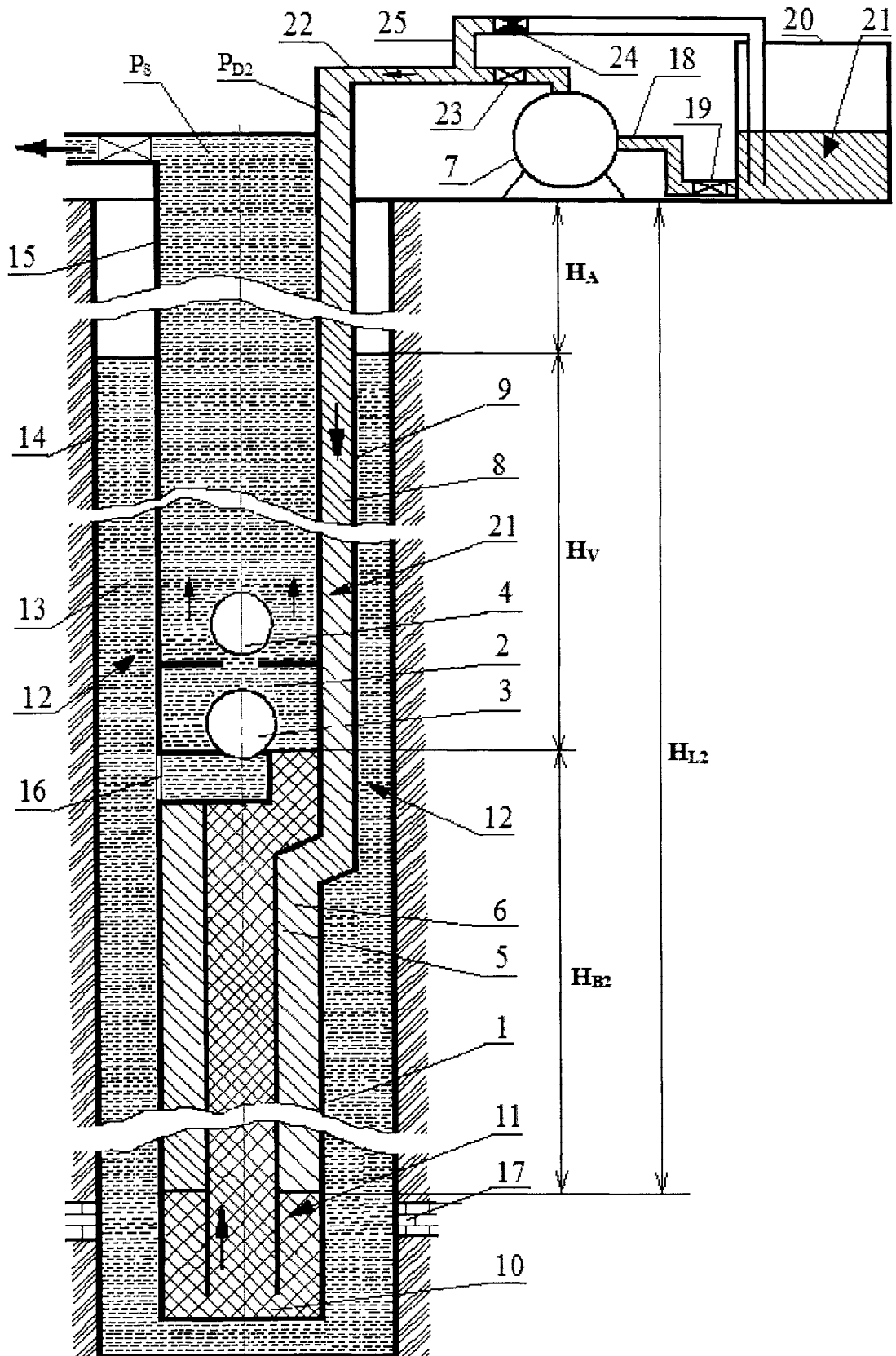
6. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что буферная жидкость состоит из чередования различных видов жидкостей с разными удельными весами, например ртути и раствора бромида цинка - бромида кальция.

7. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в качестве газообразной приводной среды используются не смешивающиеся и не растворимые с легкой рабочей жидкостью газы, например азот.

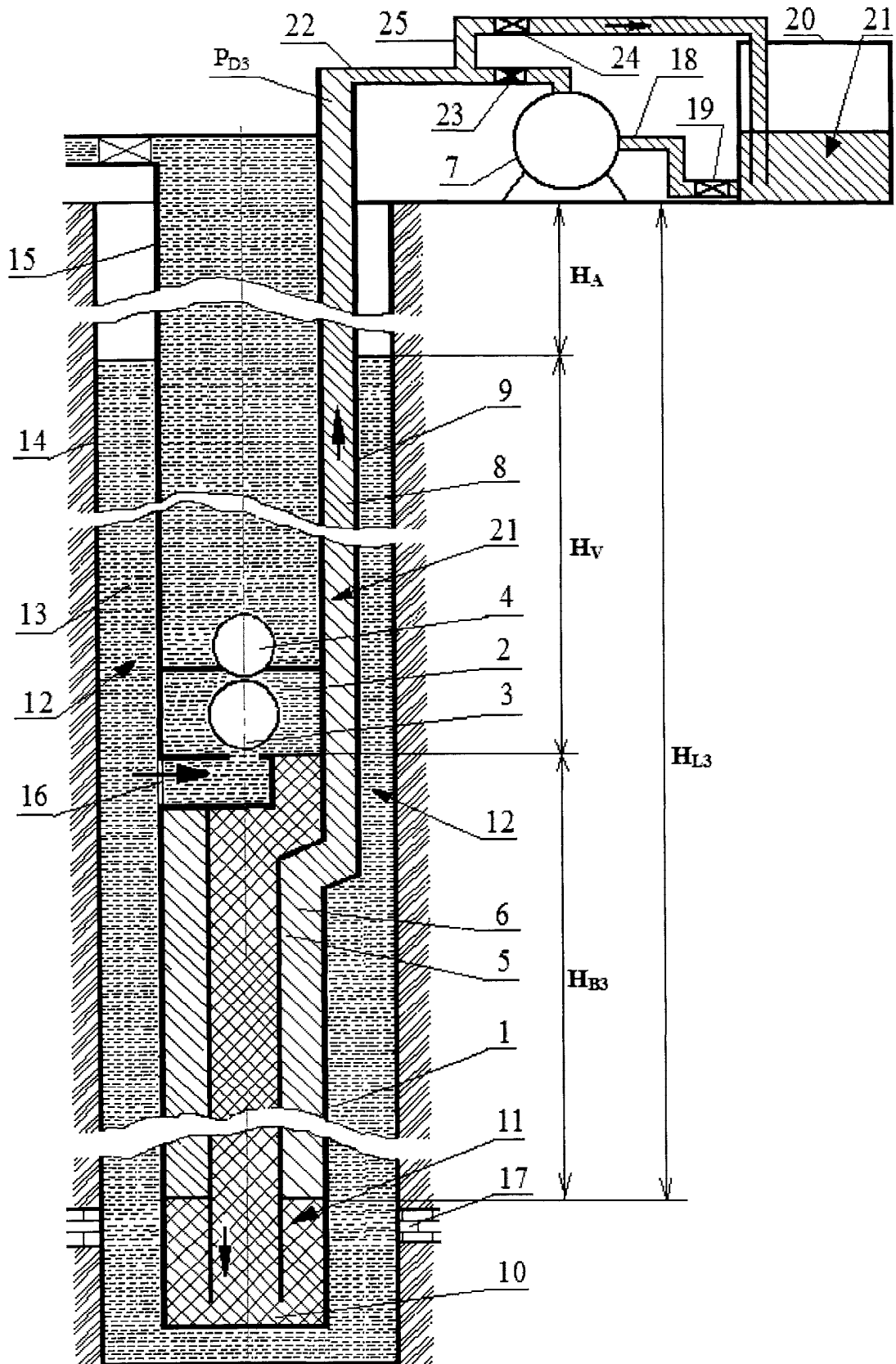
8. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что приводная среда состоит из чередования легкой рабочей жидкости и газообразного агента.

9. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что в одной гибкой трубе дополнительно размещаются электрические провода, греющий кабель и гидравлический канал.

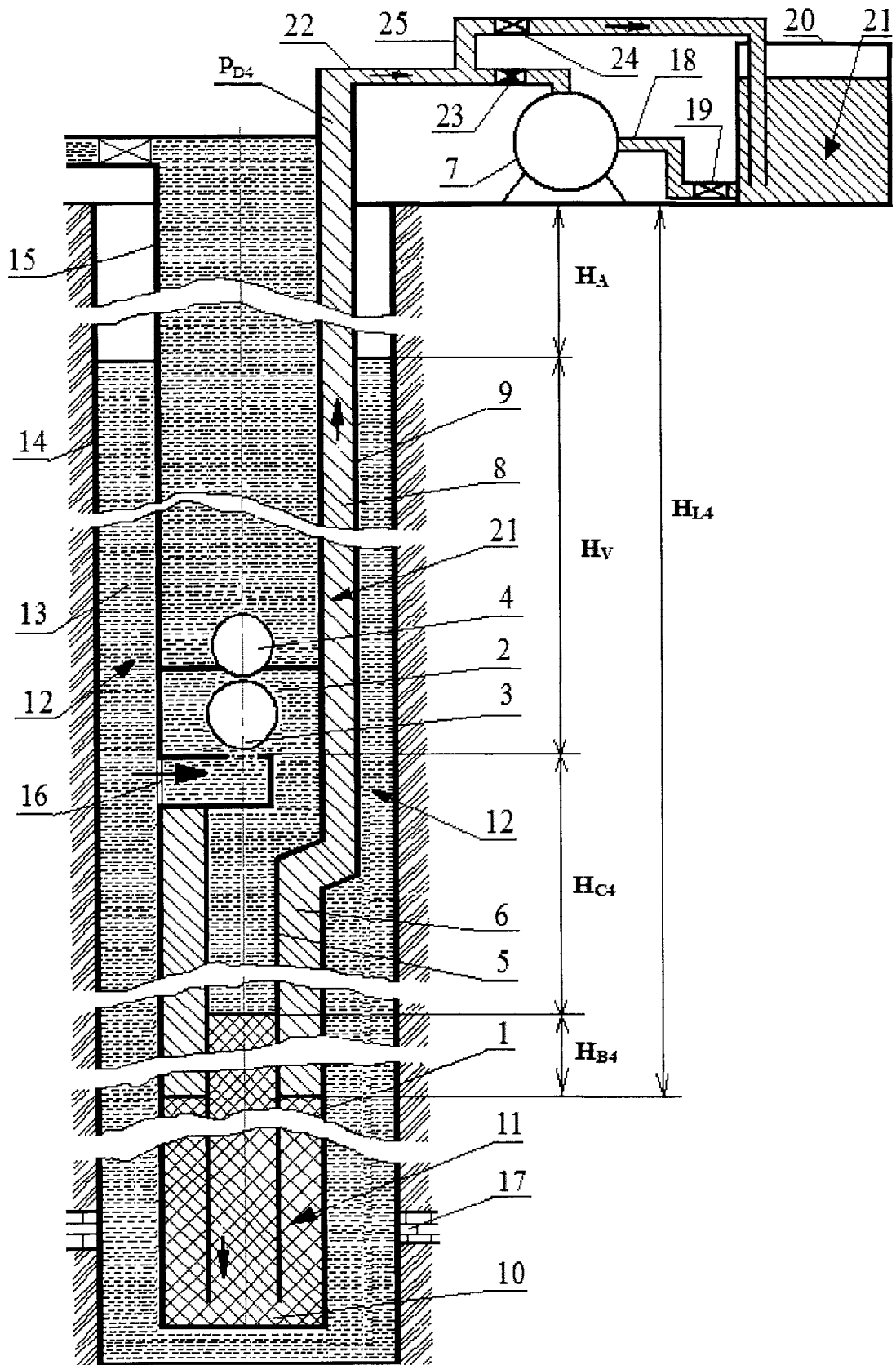
10. Скважинная насосная установка по п.1, отличающаяся тем, что один устьевой силовой агрегат работает с несколькими скважинами.



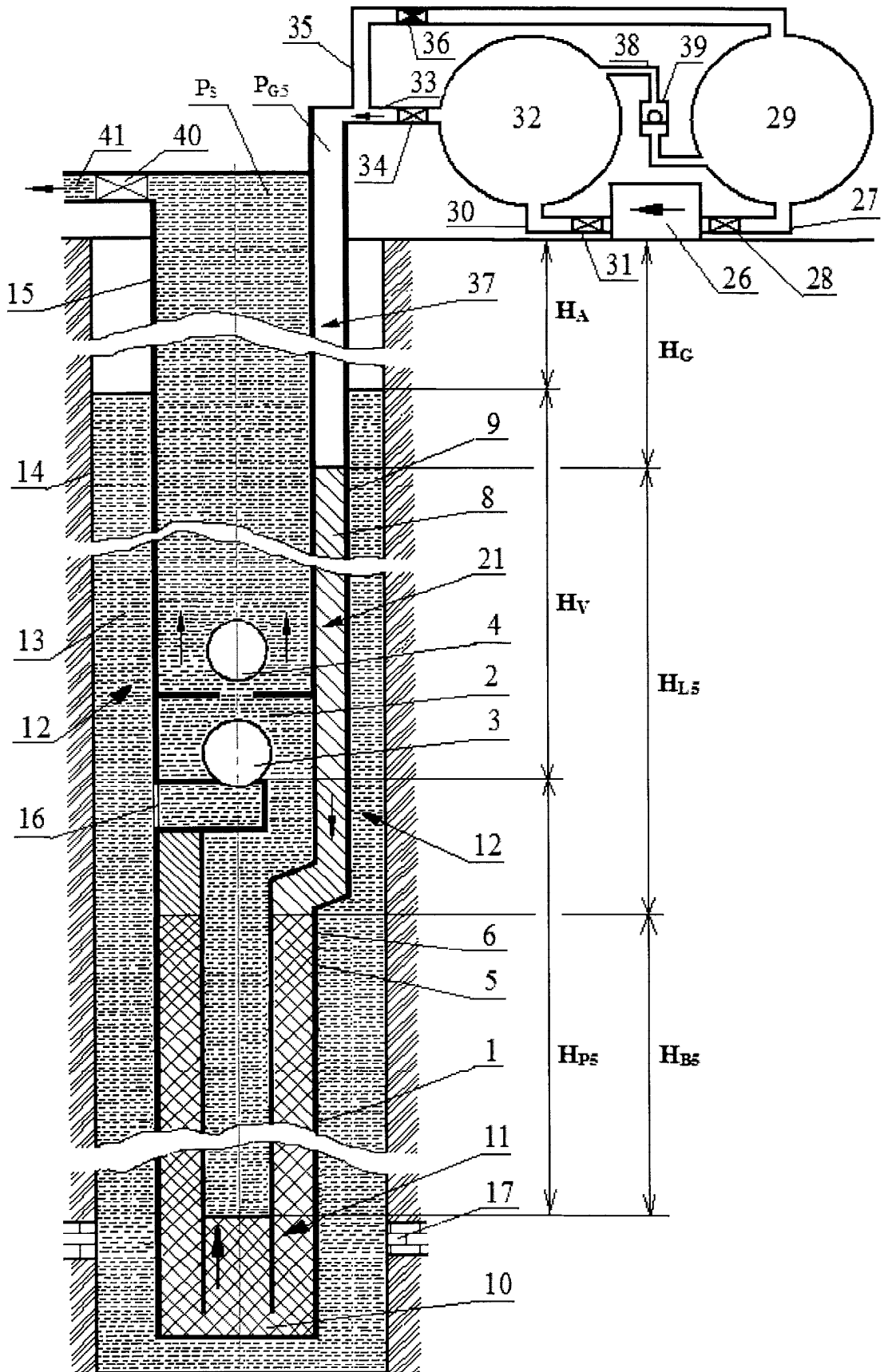
Фиг.2



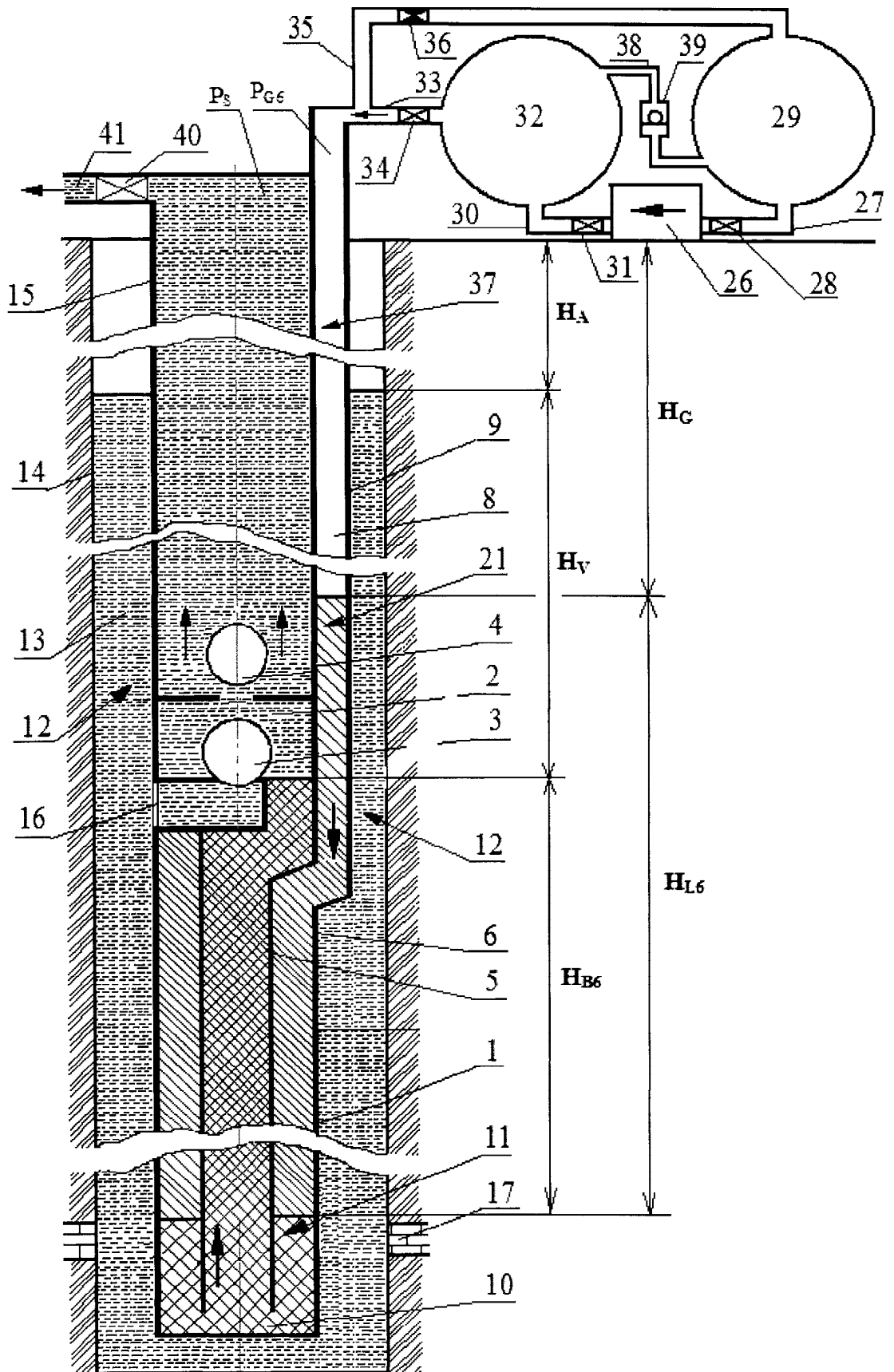
Фиг. 3



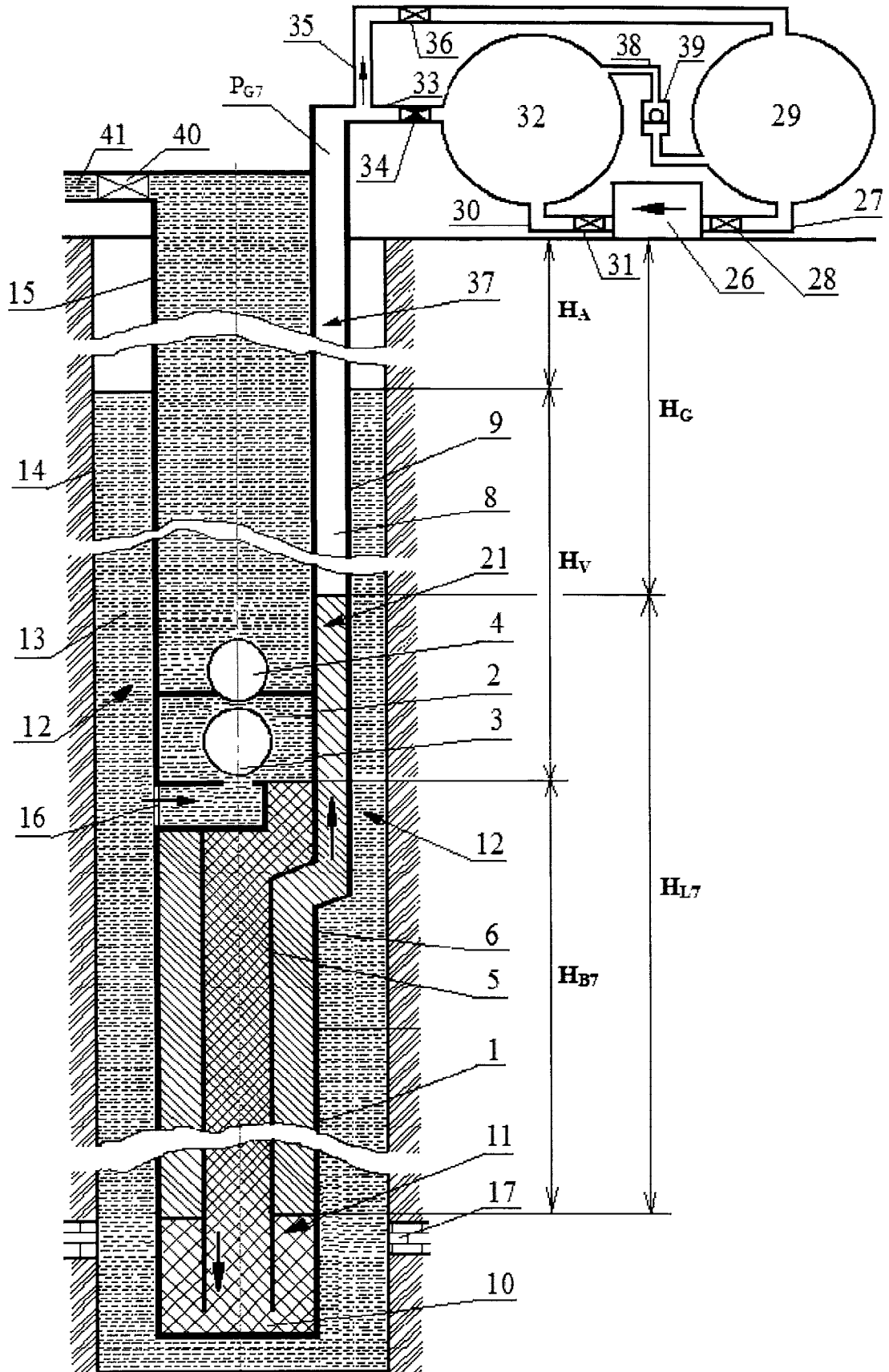
Фиг. 4



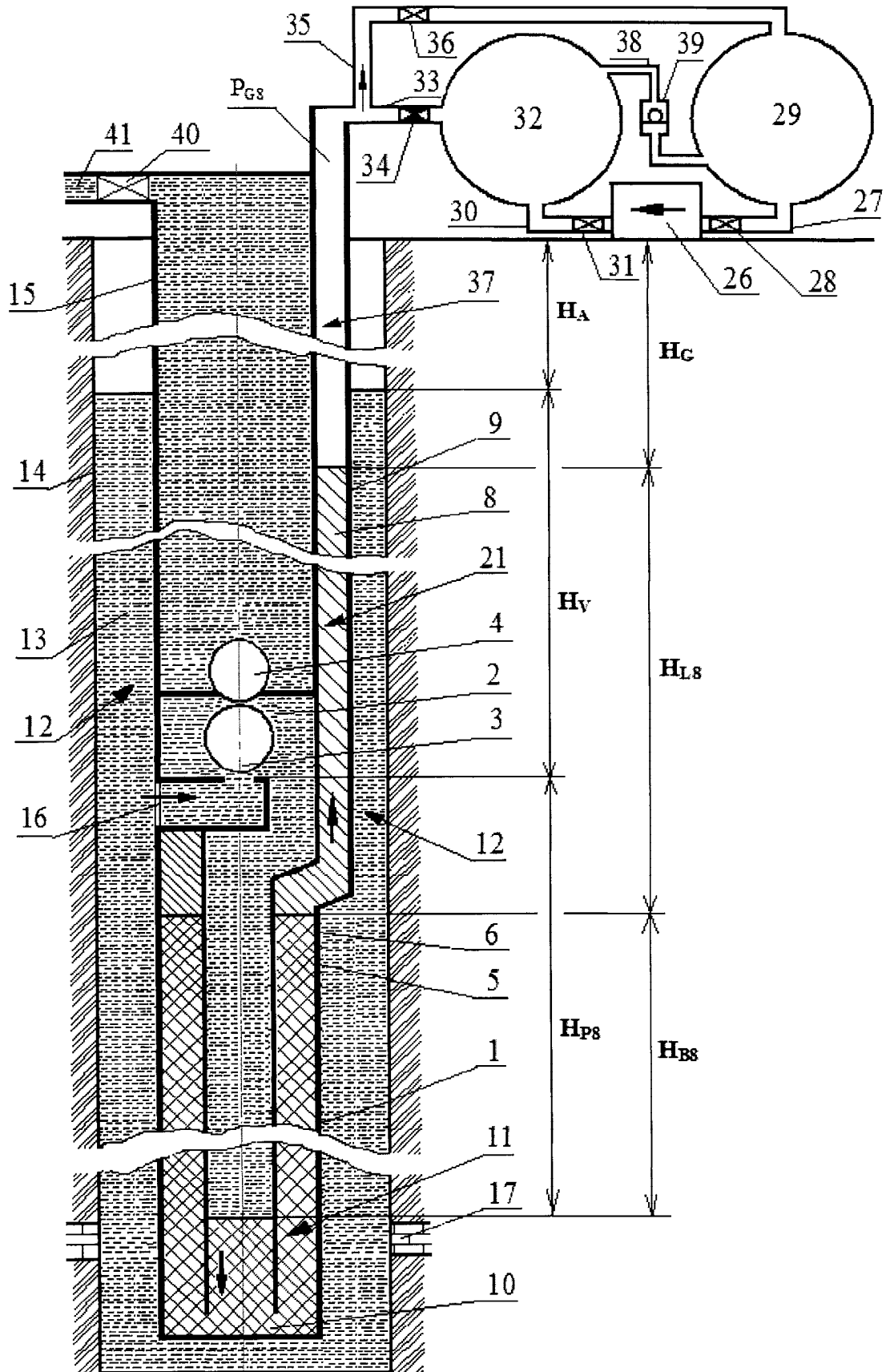
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8